

I. S. E. G.	
Ec. I.	Biblioteca
625-G.	42563

HD9502.AZ.B37 1995



**UNIVERSIDADE TÉCNICA DE LISBOA**

**INSTITUTO SUPERIOR DE ECONOMIA E GESTÃO**

**MESTRADO EM ECONOMIA E POLÍTICA DE ENERGIA E AMBIENTE**

***DISSERTAÇÃO***

**ECONOMIAS EM ENERGIA NOS GRANDES EDIFÍCIOS  
UTILIZAÇÃO DA COGERAÇÃO COM ARREFECEDORES DE ABSORÇÃO  
APLICAÇÃO A UM HOSPITAL**

**1995**

**ORIENTADOR: PROF. DOUTOR ÁLVARO MARTINS**

**MESTRANDO: VALENTINO DO CARMO BARROSO**

**JÚRI**

**Presidente:**

**Doutor Álvaro Gonçalves Martins Monteiro**

**Vogais:**

**Doutor Luís Filipe Canhão Roriz**

**Dr. Henri Charles Jean Baguenier**

**UNIVERSIDADE TÉCNICA DE LISBOA**

**INSTITUTO SUPERIOR DE ECONOMIA E GESTÃO**

**MESTRADO EM ECONOMIA E POLÍTICA DE ENERGIA E AMBIENTE**

***DISSERTAÇÃO***

**ECONOMIAS EM ENERGIA NOS GRANDES EDIFÍCIOS  
UTILIZAÇÃO DA COGERAÇÃO COM ARREFECEDORES DE ABSORÇÃO  
APLICAÇÃO A UM HOSPITAL**

**1995**

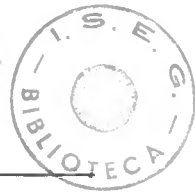
**ORIENTADOR: PROF. DOUTOR ÁLVARO MARTINS**

**MESTRANDO: VALENTINO DO CARMO BARROSO**

---

## ÍNDICE

1. - Preâmbulo
2. - Resumo
3. - Tecnologias Disponíveis
4. - O Impacto Ambiental
5. - A Escolha Tecnológica
6. - O Preço do Gás Combustível
7. - Apresentação do Projecto
8. - Balanço Energético
9. - Balanço Ambiental
10. - Avaliação do Projecto
11. - Rendibilidade
12. - Financiamento do Investimento, Subsídios e Incentivos
13. - Venda de Energia Eléctrica
14. - Impacte Macroeconómico
15. - Conclusões
16. - Bibliografia



---

**Anexos:**

**Anexo I - Determinação dos Consumos de Energia do Hospital**

**Anexo II - Modelo para Determinação do Preço do Gás: Resultados**

**Anexo III - Resultados da Análise input-output**

**Anexo IV - Características dos Combustíveis**

---

## 1. Preâmbulo

Esta Dissertação é a conclusão de um curso de Mestrado em Economia e Política da Energia e do Ambiente do ano lectivo de 1991-92, que correspondeu a uma nova perspectiva que permitiu interligar a formação de base em Engenharia Mecânica com a Energia, nas suas diversas formas, e a sua interacção com o Ambiente e tendo sempre presente uma base económica.

O tema desta deve-se ao particular interesse pela Utilização Racional de Energia e pela introdução do Gás Natural em Portugal.

A Cogeração é o processo de dispor de energia em duas formas distintas a partir de uma única instalação, com economias de energia primária. O seu desenvolvimento apresenta vantagens para diversos sectores da actividade económica e para o País.

Escolhemos como utilização da cogeração, a aplicação ao sector de serviços de onde ressaltam os grandes edifícios, e que na nossa perspectiva os hospitais são um bom exemplo.

É ainda nos grandes edifícios que as necessidades de frio para climatização permitem utilizar o calor durante a época estival, recorrendo para o efeito aos arrefecedores de absorção.

Uma nota final de agradecimento:

- aos professores que despertaram o interesse para as matérias do Curso de Mestrado e prestaram todo o seu apoio tanto de esclarecimentos como sobre bibliografia, e um particular reconhecimento para o orientador deste trabalho, pelas suas prestimosas sugestões e indicações;
- aos colegas que de alguma forma corresponderam sempre às solicitações.

---

## 2. Resumo

O tema escolhido foi na base a Cogeração pelo interesse mantido aos vários níveis da política energética.

A aplicação ao sector terciário foi o que pretendemos abordar no presente trabalho.

A solução preconizada tem como plano de fundo o sector de serviços onde a produção conjunta de calor e electricidade se mostra mais interessante pelas necessidades existentes no sector hospitalar.

Iniciamos com o conceito de cogeração, para depois apresentar as tecnologias disponíveis para a produção em Cogeração e a tecnologia da absorção que permite a utilização do calor para a produção de água fria destinada aos sistemas de ar condicionado.

Apresentamos a condicionante ambiental aos equipamentos de produção de energia.

Das várias soluções possíveis para a produção de calor e energia eléctrica, optamos pela utilização de uma turbina a gás, queimando gás natural que em breve será introduzido no mercado português. Para a produção de vapor será utilizada uma caldeira de recuperação sem queima adicional, que aproveita a energia dos gases de escape da turbina.

Tentamos prever o preço do gás no consumo dos grandes consumidores de energia do sector terciário (também aplicável ao sector industrial). Para o efeito construímos um modelo que com vários cenários de preço permitiu que, partindo do preço do produtor e considerando depois, a repercussão dos custos de investimento do gaseoduto e das instalações auxiliares, os direitos de passagem, os encargos administrativos, as margens de lucro e os impostos a fim de podermos determinar o preço do gás representado sobre a forma de intervalo.

---

Apresentamos a solução proposta devidamente caracterizada de uma turbina a gás associada a um alternador para a produção de energia eléctrica e a uma caldeira de recuperação para a produção de vapor. Na estação quente parte do vapor é utilizado numa unidade de arrefecimento por absorção para a produção de água fria.

Efectuamos um balanço energético entre a solução proposta e produção separada, em que a produção de calor efectuada por geradores de vapor e a energia eléctrica é adquirida à rede do serviço público.

De igual modo efectuamos um balanço ambiental do ponto de vista de emissões atmosféricas.

Na fase seguinte foi efectuada a avaliação económico-financeira, realizada na base das economias obtidas pela implementação do projecto.

Definimos os critérios de avaliação, assumimos um conjunto de valores base que vão permitir a avaliação do projecto numa óptica económica.

Elaboramos então uma folha de cálculo com o conjunto de quadros base do projecto de investimento. Com a aplicação dos critérios de rendibilidade podemos concluir a rendibilidade do projecto.

Tecemos depois algumas considerações sobre o financiamento de projectos nomeadamente na área energética e no sector público e as razões da opção tomada.

Analizamos a problemática da venda da Energia Eléctrica remanescente ao sistema eléctrico de abastecimento público (SEP).

Verificamos o efeito macroeconómico da implementação do projecto, recorrendo à matriz de Leontief.

Salientamos as conclusões que sobressaem deste trabalho com sejam: a redução do impacto ambiental resultante da introdução do gás natural, a vantagem para o promotor e investidor da economia gerada pelo

---

investimento na produção descentralizada e as vantagens para o país em termos de economia em energia primária.

Apresentamos a bibliografia que foi consultada e que em parte serviu de base ao trabalho realizado.

Em anexo apresentamos a determinação dos consumos de energia típicos do hospital.

Noutro anexo apresentamos a gama dos resultados resultantes da aplicação do modelo com os valores de preço do gás no consumo do sector grande terciário.

Incluímos ainda os resultados da análise input-output efectuada.

No anexo final indicamos algumas características dos combustíveis referenciados ao longo deste trabalho.

Para concluir uma nota final, na ausência de alguns preços de equipamento ainda não disponíveis até ao momento em Portugal, optou-se por utilizar referências internacionais devidamente rectificadas a partir de índices de preço e taxa de câmbio.



---

### 3. Tecnologias Disponíveis

#### 3.1 Introdução

Toda a actividade económica requiere energia para os seus processos. As formas de energia mais requeridas são o calor útil (contido no vapor de água) e a electricidade (nomeadamente para força motriz e iluminação). A satisfação dessas necessidades pode ser feita a partir da produção separada.

Esta produção pode ser:

- centralizada e fornecida por terceiros nas quantidades necessárias ou,
- produção própria (produção dispersa) recorrendo para o efeito a caldeiras para a produção de vapor e água quente e a geradores eléctricos (accionados por motores térmicos) para os consumos de electricidade.

A cogeração é entendida como o princípio do fornecimento simultâneo de formas de energia diferentes: a energia mecânica e a energia térmica. A energia mecânica é usualmente convertida em energia eléctrica, visto que esta forma de energia é bastante flexível do ponto de vista da sua utilização.

A cogeração apresenta um rendimento global mais elevado que o resultante de fileiras energéticas separadas, como vamos pretender demonstrar.

Pode-se chamar cogeração a situações bastante diversas do ponto de vista termodinâmico, tais como :

- a cogeração integral e optimizada: corresponde à produção simultânea e indissociável de calor e electricidade por uma mesma instalação; neste caso a cogeração é optimizada do ponto de vista termodinâmico com vista a obter o rendimento energético global óptimo;

- 
- a cogeração parcial: corresponde à produção simultânea de calor e electricidade, mas a potência eléctrica disponível é limitada pelas necessidades de consumo de calor (vapor);
  - a produção separada: as produções de calor e electricidade são separadas no espaço e no tempo.

A Cogeração, como forma combinada de produção de calor e electricidade, é utilizada normalmente descentralizada, na indústria e nos serviços, nas regiões de clima temperado onde não é usual o recurso ao "district heating".

## **3.2 Modos de Produção em Cogeração**

### **3.2.1 Sistemas de Cogeração**

Referimos seguidamente os tipos de Equipamento que são utilizados em esquemas de Cogeração:

- 1.- Turbina de vapor de condensação com extracção,
- 2.- Turbina de vapor em contra-pressão,
- 3.- Turbina a gás de tipo aeronáutico ou industrial com caldeira de recuperação de calor,
- 4.- Ciclo combinado,
- 5.- Motores de explosão, com inflamação por faísca,
- 6.- Motores Diesel, de inflamação por compressão,
- 7.- Células de Combustível.

### **3.2.2 Instalações de utilização corrente**

Os tipos de instalação mais correntes para a cogeração são:

- a turbina de condensação, utilizando o fuel-óleo, o gás ou o carvão no gerador de vapor, com características de vapor sobreaquecido e de processo variando respectivamente entre 40 e 220 bar e entre 1 e 60 bar com subtiragem de vapor; é aplicável às necessidades de vapor

---

variáveis:

- a turbina de contra pressão (utilizando os mesmos combustíveis e as mesmas gamas de pressão) é aplicável para as necessidades de calor praticamente constantes;
- a turbina a gás (gás natural ou combustível líquido) com caldeira de recuperação sobre os gases de escape com ou sem pós-combustão (utilizando o mesmo combustível);
- o ciclo turbina a gás/turbina a vapor em contra-pressão ou com subtiragem;
- o motor Diesel (utilizando fuel-óleo ou duplo combustível) ou o motor a gás com recuperação de calor de média temperatura nos gases de escape e a recuperação de calor de baixa temperatura no circuito de arrefecimento;
- o motor a gás ou motor Diesel que acciona uma bomba de calor com recuperação de calor no motor.

### 3.2.3 Selecção primária

A escolha entre as diversas soluções é função da razão entre as necessidades de electricidade e de calor e do nível de temperatura deste calor.

Tendo em consideração o sector de actividade em que se verifica uma necessidade continua de vapor e de electricidade podemos apresentar de entre as várias soluções técnicas disponíveis, aquelas que nos parecem apresentar melhores condições de exploração nos sectores industrial e terciário.

Do conjunto de soluções escolhemos 3 soluções de produção conjunta de electricidade e calor com tecnologias provadas.

Passamos seguidamente à descrição sucinta dos desses casos seleccionados.

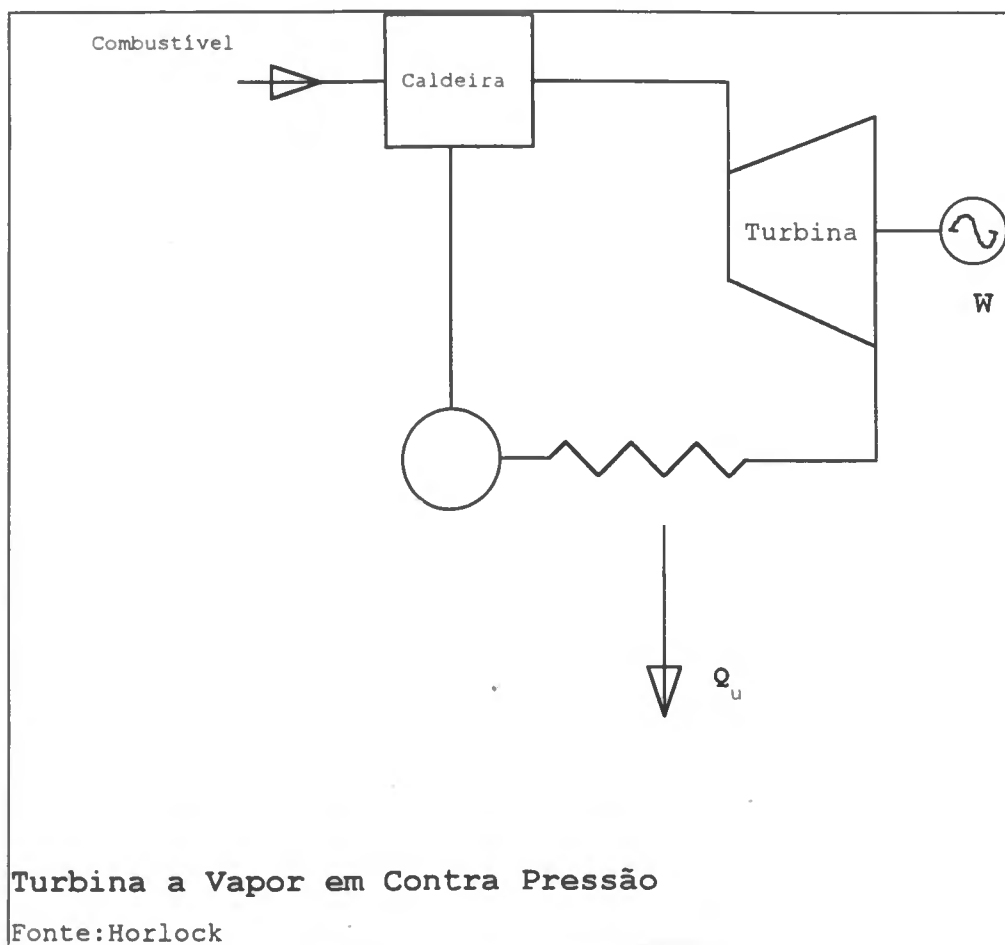


### 3.2.3.2

### Turbina a Vapor em Contrapressão

A caldeira é projectada com um pressão de serviço superior às necessidades do processo e permite que o vapor seja expandido numa turbina, com um alternador acoplado ao seu veio constituindo um gerador de energia eléctrica.

Esquematicamente podemos representar este tipo de instalação pelo diagrama que se segue:

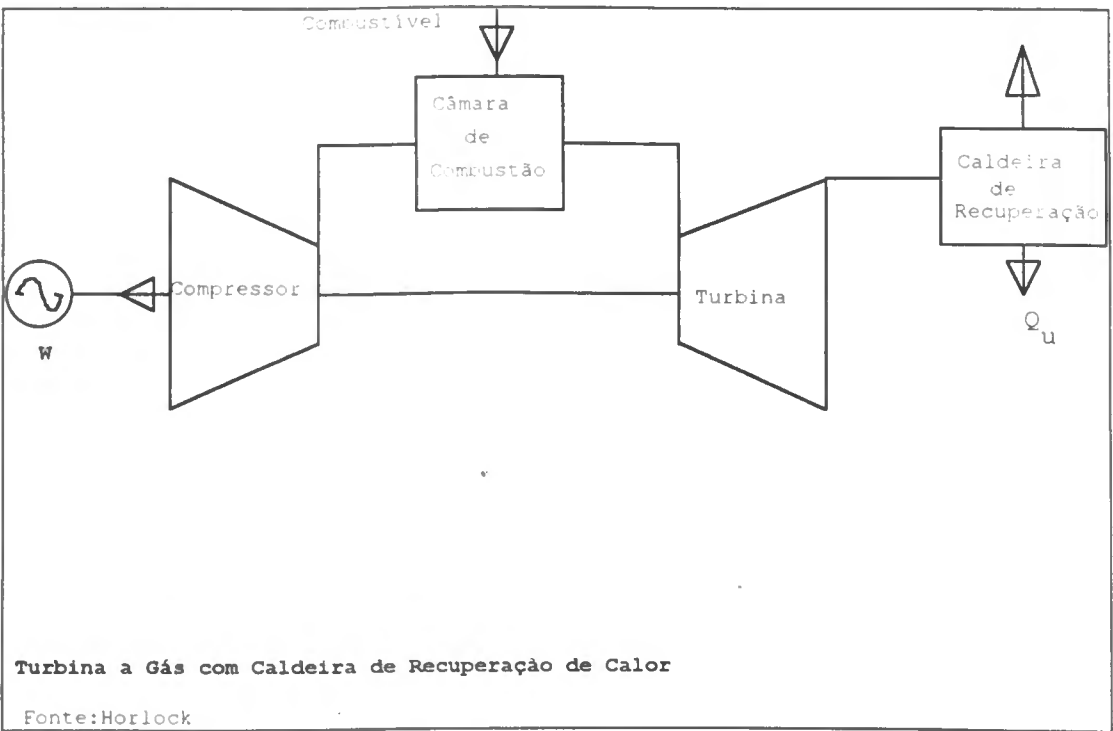


O vapor para o processo é retirado à saída da turbina.

### 3.2.3.3 Turbina a gás

A turbina a gás é constituída por um compressor que vai comprimir o ar que vai ser introduzido na câmara de combustão, onde o combustível é queimado produzindo gases de combustão que accionam a turbina durante a sua expansão. De salientar que o compressor está montado sobre o veio da turbina, sendo portanto accionado por esta, ou os dois veios são normalmente interligados através de um reductor de velocidade. No arranque o compressor é accionado por ar comprimido ou por um motor. Este tipo de instalações produzem um elevado nível de ruído, que é necessário reduzir, montando para o efeito absorvedor de ruído tanto na admissão como no escape.

Esquemáticamente podemos representar este tipo de instalação pelo diagrama que se segue:



Este esquema também é aplicável com a devida correcção aos motores térmicos com caldeiras de recuperação de calor.

---

### 3.3 Introdução de Arrefecedores de Absorção no Sistema

O clima afecta a presença ou ausência de equipamento de ar condicionado, ou a sua utilização ou paragem, a sua instalação leva de uma forma geral à existência de elevadas cargas eléctricas

Há possibilidade de reduzir as cargas eléctricas e criar uma nova carga térmica de interesse para as instalações de cogeração instalando arrefecedores de absorção, os quais permitem combinar as instalações de cogeração com as instalações de ar condicionado.

O arrefecedor de absorção é um sistema que permite utilizar a instalação de cogeração para ceder o calor requerido pelo processo termodinâmico, calor esse que pode ser fornecido através de água quente ou vapor provenientes da instalação de cogeração.

A possibilidade do uso da energia térmica produzida pela instalação de cogeração ou do calor desperdiçado tem aumentado o interesse neste tipo de máquinas, que apresentam ainda outras vantagens como seja o de não possuírem peças em movimento e por isso tem baixo nível de ruído e de vibração e não utilizam como fluido os compostos cloro-fluoro-carbonos que contribuem para a redução da camada de ozono e contribuem para o efeito de estufa.

O sistema pode ser considerado como a combinação de um motor térmico e uma máquina de refrigeração. A energia é fornecida ao sistema sobre a forma de calor a uma dada temperatura. O ciclo termodinâmico pode ser considerado como compreendendo um ciclo de motor térmico funcionando entre a temperatura da fonte de calor e a temperatura de rejeição de calor para o meio, e um ciclo de refrigeração que funciona entre a temperatura de refrigeração e a temperatura de rejeição de calor. O trabalho realizado pela parte do motor térmico do ciclo global é igual ao trabalho requerido pela parte de refrigeração.

O trabalho de compressão realizado pelo compressor nas unidades tradicionais é substituído pelo calor fornecido ao gerador e pelo trabalho de bombagem do fluído. Este efeito análogo é conseguido pela utilização de misturas binárias específicas que executam um ciclo de destilação, condensação, evaporação e absorção.

O arrefecimento é realizado no absorvedor ao remover o calor latente do vapor do refrigerante que muda para o estado líquido por absorção da solução fraca. Sendo este calor rejeitado no condensador e no absorvedor

É de salientar que o trabalho de compressão da solução é muito pequeno quando comparado com o trabalho de compressão no sistema convencional de compressão de vapor, visto que o volume específico do líquido é extremamente reduzido quando comparado com o do vapor.

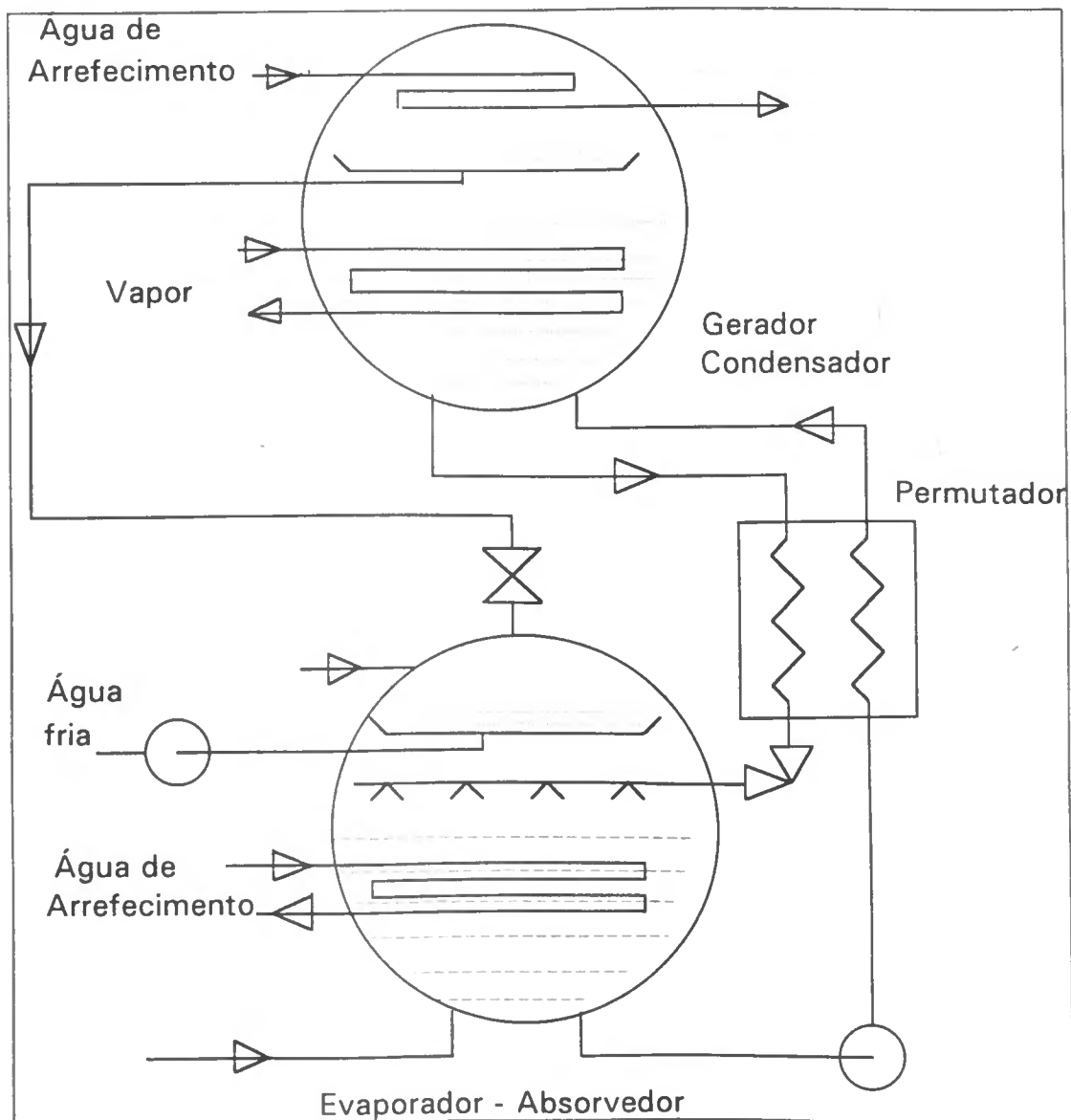
Assim a energia consumida no sistema é reduzida em comparação com o processo de compressão.

O processo utiliza como fluido frigorífico uma solução forte de amónia ou de brometo de lítio.

No processo que utiliza o par brometo de lítio-água, esta é o refrigerante e o brometo de lítio, que é um sal altamente higroscópico, é o absorvente. A mistura é satisfatória do ponto de vista do requisito de solubilidade.

As máquinas de absorção funcionam na base do princípio que a baixa pressão, a água entra em ebulição a baixa temperatura.





Geralmente, como no equipamento representado, no recipiente cilíndrico inferior dividido em baixa temperatura e baixa pressão estão inseridas as secções do absorvedor e do evaporador, no outro recipiente superior estão contidas as secções de alta temperatura e alta pressão, do gerador de vapor e do condensador .

A água no evaporador é utilizada como líquido refrigerante e vaporiza absorvendo o calor da água fria. Isto ocorre devido à baixa temperatura mantida no evaporador.

---

A parte restante do processo refere-se apenas à recuperação do refrigerante para ser de novo usado.

O vapor refrigerante produzido no gerador, a partir da água evaporada da solução fraca, pelo calor transmitido pelas serpentinas onde circula vapor proveniente da fonte de calor, é condensado sobre as serpentinas de arrefecimento e recolhido no tabuleiro e flui na forma líquida através de uma válvula de expansão até ao evaporador, onde a água fria é recolhida no tabuleiro.

A água fria é depois bombada para os sistemas de ar condicionado e regressa ao recipiente do absorvedor.

A água refrigerante é evaporada da solução de brometo de lítio, ficando a solução de novo concentrada de brometo de lítio, e constituindo uma solução forte de brometo de lítio em água.

Esta solução forte flui por gravidade do recipiente do condensador através do permutador de calor e da válvula de redução de pressão até ao recipiente do absorvedor.

No absorvedor, a solução forte de brometo de lítio é pulverizada sobre as tubagens, da água de arrefecimento, para aumentar o rendimento da transferência de calor.

A afinidade do brometo de lítio com a água provoca que o vapor de água refrigerante, existente no recipiente do absorvedor, ao ser pulverizado pela solução forte seja absorvido pela solução forte no absorvedor.

O calor absorvido é removido através das serpentinas de arrefecimento.

A solução que sai do absorvedor é uma solução fraca de sal em água. Esta solução é bombada para o gerador pela bomba através do permutador de calor.

---

A colocação do permutador de calor entre o gerador e o absorvedor aumenta o rendimento do processo.

O coeficiente de performance destas máquinas é aproximadamente de 0,7.

Com o objectivo de melhorar o coeficiente de performance foram desenvolvidos equipamentos que utilizam ciclos de duplo efeito, com os quais se atingem coeficientes de performance da ordem de 1,2.

Os equipamentos de duplo efeito necessitam de uma temperatura mais elevada na fonte de calor, pelo que apenas o calor proveniente dos gases de escape, de motores ou turbinas, pode ser utilizado para alimentar directamente estes equipamentos de absorção.

---

## **4 . O Impacte Ambiental**

### **4.1 Introdução**

O estudo do impacte ambiental visa a integração de preocupações ambientais no processo de desenvolvimento de um projecto com o objectivo de reduzir os efeitos ambientais adversos.

Pretende-se com o estudo de impacte ambiental efectuar a identificação e predição dos impactes sobre o ambiente biogeofísico, a saúde e o bem estar humano. O objectivo principal deste processo é o de fornecer uma ferramenta de apoio à decisão, que contabilize as implicações de determinada acção a priori da tomada dessa mesma decisão.

Em Portugal este tipo de preocupações é ainda recente, surgindo no quadro político nacional o primeiro diploma relativo à avaliação dos efeitos de determinados projectos públicos e privados no ambiente com a adesão à União Europeia, através da directiva 85/337/CEE de 85/06/27.

### **4.2 Poluição Sonora**

Quanto à poluição sonora há a referir que os equipamentos de produção de energia eléctrica de uma forma geral produzem um nível de ruído significativo, nomeadamente as turbinas a gás que emitem um elevado nível de ruído exigindo técnicas e sistemas de insonorização, que contudo não devem alterar as características de funcionamento das máquinas.

No caso presente, vamos limitarmo-nos às emissões de poluentes atmosféricos.

---

## 4.3 Poluentes Atmosféricos

### 4.3.1 Considerações Gerais

As emissões provenientes da combustão incluem de uma forma geral as seguintes emissões de poluentes atmosféricos:

- Óxidos de Azoto ( $\text{NO}_x$ ),
- Monóxido de Carbono ( $\text{CO}$ ),
- Combustível inqueimado,
- Óxidos de Enxofre ( $\text{SO}_2$ ),
- Partículas e,
- Dióxido de Carbono ( $\text{CO}_2$ ).

A maioria destas emissões poluentes resultam dos elementos químicos que entram na composição do combustível.

As normas sobre emissão de poluentes variam de acordo com os países conforme se exemplifica a seguir:

- limites de emissão
  - baseados na proporção do caudal de fumos (Alemanha e Áustria)
  - baseados no "heat input" (Suécia e Japão)
- normas sobre a qualidade dos combustíveis (parte norte da Finlândia)
- certificados de emissão (E.U.A.)
- conceitos de "bubble" (E. U. A. e Japão)
- sistemas de taxas sobre as emissões poluentes (Suécia)
- acordos entre operadores e as autoridades (Dinamarca)
- proporções de redução de emissão de poluentes fixas (Directiva 88/609/EEC da União Europeia)

### 4.3.2 Legislação Portuguesa

Em Portugal a legislação existente sobre as emissões atmosféricas poluentes está publicada no Decreto-Lei nº 352/90 de 9 de Novembro e regulamentada com a transposição para a lei portuguesa de directivas comunitárias pela Portaria nº 286/93 de 12 de Março. Para o caso da produção de energia eléctrica apenas estão contempladas as grandes instalações que pertencem ao sector de actividade da CAE 410. Como não são indicados valores de emissão para as pequenas instalações de cogeração ou de produção de energia eléctrica, novas ou existentes, admite-se que a referida portaria não é aplicável a instalações de potência inferior a 50 MW térmicos.

### 4.3.3 Legislação para instalações de baixa potência

Para as instalações novas com potência térmica inferior a 50 MW, poucas referências existem nas legislações nacionais de que são exemplo as da Itália e da Alemanha.

Na tabela seguinte apresentam-se os valores estabelecidos pela legislação Italiana que são menos restritivos do que os da legislação Alemã:

limites de emissão em mg/Nm <sup>3</sup>			
COMBUSTÍVEL	SO <sub>2</sub>	NO <sub>x</sub>	Partículas
Sólido (6% de O <sub>2</sub> nos fumos)	2000	650	50
Líquido (3% de O <sub>2</sub> nos fumos)	1700	500	100
Gasoso (3% de O <sub>2</sub> nos fumos)	35	350	5

A mesma legislação Italiana contempla ainda os limites de emissão de óxidos de azoto para os motores Diesel e para as turbinas a gás (valores sujeitos a correcções se o rendimento for superior a 30 % ou ainda se o caudal de gases for inferior a 60 000 m<sup>3</sup>/h no caso das turbinas a gás) :

NO<sub>x</sub> (NO<sub>2</sub>) com 15% de O<sub>2</sub> nos fumos

Limites de emissão	mg/Nm <sup>3</sup>	g/GJ	ppm(v)
Gasoleo	600	590 (350)	292
Gás Natural	400	390 (250)	195

Nota: Os valores entre parêntesis referem-se aos valores propostos no âmbito do Projecto CORINE.

4.4 Coeficientes unitários de emissão das centrais térmicas portuguesas

Para maior facilidade na contabilização das emissões poluentes para a atmosfera recorre-se aos coeficientes unitários de emissões poluentes, no quadro seguinte indicam-se os coeficientes típicos das centrais termoeléctricas portuguesas:

valores em g/GJ

COMBUSTÍVEL	SO <sub>2</sub>	NO <sub>x</sub>	CO <sub>2</sub>
Carvão (1% de S)	700	265	90 000
Fuel (3.5% de S)	1715	260	78 000
Gás Natural	-	120	58 000

Fonte: Análise da Incidência Ambiental da Expansão Previsível do Sistema Electroprodutor da Rede Pública no Âmbito dos Trabalhos do P. E. N.

Os valores indicados em g/GJ referem-se à energia primária. Como a formação de NO<sub>x</sub> depende da tecnologia de queima utilizada, os valores apresentados estão sempre referidos na base dessa mesma tecnologia.

## **5. Escolha da solução tecnológica**

### **5.1 Critérios de escolha**

Os critérios da escolha são principalmente de ordem técnica e económica.

#### **5.1.1 Critérios técnicos de escolha**

A escolha do ciclo de cogeração é função das necessidades de calor e de electricidade, do nível de temperatura do calor e da sua utilização (vapor de processo, água quente, secagem, etc.), e enfim da potência da instalação.

Existem ainda outros factores a ter em conta; como por exemplo:

- a manutenção de uma instalação já existente pode influenciar a escolha do ciclo: a instalação de uma turbina a gás a montante da caldeira não requiere senão uma modificação dos queimadores para os adaptar à utilização dos gases de escape da turbina como carburante e a adição de algum ar fresco;
- o fornecimento de uma só parte das necessidades de electricidade, sendo a outra parte fornecida pela rede pública;
- a regularidade das necessidades de electricidade e de calor: o rendimento de uma turbina a gás decresce rapidamente com a carga enquanto que o do motor térmico é constante numa gama larga de potência.

#### **5.1.2 Critérios económicos de escolha**

Para o decisor privado, a escolha da cogeração faz-se segundo critérios puramente económicos. Existem dois factores que intervêm de uma forma preponderante na decisão: o preço dos combustíveis (tendo em consideração os subprodutos, desperdícios ou resíduos combustíveis que



---

estão à disposição da fábrica) comparativamente com as tarifas de energia eléctrica; e o tempo de retorno correspondente ao investimento.

Se o dono da instalação for levado a vender electricidade remanescente, em quantidades significativas, à distribuidora de electricidade, então um terceiro factor se torna importante: o preço de electricidade por parte do distribuidor de electricidade.

Mas os factores referidos não são os únicos, assim como cada sector de actividade tem as suas especificidades. E ainda a política levada a cabo pelo governo no respeitante à gestão da energia influi no desenvolvimento da cogeração.

A Cogeração, como forma combinada de produção de calor e electricidade, é utilizada normalmente descentralizada, na indústria e nos serviços, nas regiões de clima temperado onde não é usual o recurso ao "district heating".

## **5.2 Escolha da instalação de Cogeração face às necessidades energéticas**

Para a utilização no sector terciário área dos grandes edifícios - Hospitais, apresentam-se seguidamente um quadro com várias soluções tecnológicas disponíveis e que apresentam as seguintes características típicas :

	Turbina a vapor	Turbina a gás	Ciclo combinado	Motor alternativo
Conversão Eléctrica (%)	10 - 30	15 - 35	30 - 40	35 - 45
Rendimento Total (%)	75 - 85	70 - 80	80 - 90	75 - 80
Consumo específico adicional [kWt/kWe]	1.2	1.6	1.6	1.4 - 2
Combustível	Sólido, Líquido ou Gás	Gás Natural, Querosene, Gasóleo ou Gás de Refinaria	Gás Natural, Querosene, Gasóleo ou Gás de Refinaria	Gás Natural, Gasóleo, Fuelóleo ou Biogás
Investimento [kPTE <sub>92</sub> /KWe]	265 - 176	211 - 93	160 - 78	170 - 136
Manutenção [PTE <sub>92</sub> /MWh]	0.405 - 0.264	0.951 - 0.810	0.951 - 0.810	1.62 - 1.02
Vida [anos]	30	15	15	10

Fonte: A Review of Cogeneration Equipment and Selected Instalations in Europe.

Nota: 1 PTE = 1/176.075 ECU

Perante os dados do quadro, verifica-se que considerando os custos de investimento por kW as alternativas são as turbinas a gás e os motores alternativos, o ciclo combinado surge como referência, visto que ele valoriza o vapor produzindo energia eléctrica.

---

Do quadro podemos reter o seguinte:

- ♦ os motores possuem um melhor rendimento;
- ♦ os motores podem utilizar combustíveis mais pesados, no nosso caso não constitui vantagem devido às emissões poluentes numa zona urbana;
- ♦ os custos de investimento, a partir da gama média, são de uma forma geral superiores para o caso dos motores;
- ♦ os custos de manutenção são mais elevados nos motores;
- ♦ a vida útil é superior para as turbinas a gás.

Podemos ainda referir ainda que:

- as turbinas a gás dispõem da vantagem de apenas dispor de uma fonte de calor a alta temperatura;
- as instalações de turbina a gás tem de funcionar sempre a plena carga, devido ao seu rendimento baixar bastante com a redução de carga;
- a instalação de motores pode ser modulada de acordo com as necessidades, o mesmo já não acontece com as turbinas a gás devido ao menor rendimento das unidades de baixa potência.

De acordo com o exposto vamos optar por utilizar na nossa instalação uma turbina a gás com caldeira de recuperação para a produção de vapor.

---

## **6. O Preço do Gás Combustível**

### **6.1 Introdução**

O mercado do gás é essencialmente regido por contratos de longo prazo (cerca de 20 anos) fixando os preços (preço mínimo + cláusula de indexação) e as quantidades. Este modo de funcionamento, particularmente restritivo, impõem-se pela rigidez técnica da fileira ao nível de transporte.

Estas opções técnicas são reforçadas por cláusulas do tipo "take or pay" (o comprador é obrigado a pagar as quantidades previstas mesmo se ele não toma posse delas)

A instalação consumidora será fornecida directamente pela empresa transportadora tendo em conta as quantidades consumidas anualmente e a legislação em vigor.

Sem obstar a uma lógica de oferta, o fornecedor do gás tendo presente a lógica da procura fixará o preço do gás tendo como referência os preços dos substitutos ao nível do consumidor final.

Partindo dos custos dos substitutos, o fornecedor do gás retira o conjunto de custos que ele suporta (distribuição + transporte interior) e determina assim um preço máximo (preço "net back" ) que ele está disposto a pagar à entrada da sua rede. Contudo se o distribuidor (fornecedor) tem prevista uma expansão da parcela do gás balanço energético, o preço do gás deverá ser inferior ao preço "net back".

### **6.2 Preço na Origem**

É usual nos contratos de fornecimento de gás indexar o preço do gás ao preço do petróleo bruto, sendo este representado por um ou por um conjunto de petróleos brutos, que tendo em consideração a sua densidade API, reflectam uma determinada relação entre produtos leves e produtos pesados.

---

Podemos assim considerar o preço do gás como sendo :

$$Pg = C \times Pc + K$$

sendo:

Pg - o preço do gás à entrada no gaseoduto em USD/MMBTU

Pc - o preço (F.O.B.) do petróleo bruto de referência em USD/barril

C e K são constantes.

Podemos admitir que, a fim de se evitarem distorções resultantes da relação entre produtos leves e produtos pesados, o valor do preço do petróleo bruto de referência será corrigido em função das quantidades de produtos leves e pesados no petróleo brutos de referência. Por razões de simplificação não vamos considerar esta correcção.

### 6.3 Custo do Transporte do Gás Natural por Gaseoduto

O problema do transporte de uma quantidade de gás por gaseoduto resume-se ao princípio de otimizar a combinação dos seguintes três factores: tubagem, estação de compressão e energia de compressão.

A tubagem apresenta um custo de investimento inicial com um valor muito elevado, e impossível de escalonar no tempo, com uma duração de vida significativa e com custos de exploração reduzidos.

As estações de compressão pelo contrário podem ser adiadas, modificadas (reforçadas ou reduzidas); elas possuem uma duração de vida mais limitada e um custo de exploração elevado, devido essencialmente à energia utilizada na recompressão.

Devido à rigidez, ao peso e à duração dos investimentos, um gaseoduto não

---

é explorado senão ao seu óptimo durante toda a sua vida.<sup>1</sup>

De acordo com os estudos de viabilidade realizados para o gaseoduto Argelino-Marroquino-Europeu foi assumido um caudal a plena carga de 20 000 Mm<sup>3</sup> por ano, quantidade máxima que Sonatrach prevê vender a médio prazo por este gaseoduto.<sup>2</sup>

De acordo com estudos da Gaz de France o custo técnico do transporte varia entre 0,35-0,40 USD/MMBTU/1000 Km para caudais de 20 000 Mm<sup>3</sup>. Para caudais da ordem dos 4 000 Mm<sup>3</sup> estima-se que o custo técnico varie entre 0,55 e 0,60 USD/MMBTU/1000 km .

Quando o gaseoduto atravessa países terceiros há ainda que adicionar os custos de passagem. Estes custos pode ser representados sobre a forma espécie ou financeira (proporcional ao caudal transportado e/ou ao comprimento do gaseoduto) ou então sobre a forma de participação no investimento e portanto direito à repartição dos benefícios.

No caso presente podemos considerar que o transporte do gás natural será efectuado até Gibraltar por uma "joint-venture" entre as partes interessadas, desta forma podemos admitir de acordo com os casos recentemente negociados ou em fase de negociação, os direitos de passagem que normalmente variam entre 0,021-0,040 USD/MMBTU/100 Km possam ser reduzidos a metade.

Consideramos ainda que os direitos de passagem através de Espanha sejam semelhantes tendo em consideração as negociações em curso.

Para o custo técnico do transporte em Portugal vamos considerar os valores referidos acima, afectados de um coeficiente de 0,6 tendo em atenção os financiamentos a fundo perdido, que se deverão reflectir no consumidor a

---

<sup>1</sup> Approvisionnements Lointains en Gaz Naturel pour l'Europe - M. Grenon e M. Hafner

<sup>2</sup> El gasoducto Argélia-Marruecos-Europa - J. A. Guindo

---

nível do preço.

## **6.4 Preço do Gás no Consumo**

Ao custo técnico vamos acrescentar o custo de estrutura e a margem de lucro que estimamos em 20% no total.

Ao custo do gás há ainda a acrescentar o Imposto Sobre Produtos Petrolíferos (ISP).

De acordo com a legislação em vigor o gás natural está sujeito a ISP quando usado como carburante. No caso de utilização numa turbina a gás, a utilização é a de combustível pelo que o gás natural nesta utilização não está sujeito a imposto.

No entanto vamos considerar a eventual aplicação de uma taxa idêntica à do combustível substituído (Fuelóleo com teor de enxofre superior a 1%) e que tem o valor de 5\$50/kg.

Quanto ao Imposto sobre o Valor Acrescentado (IVA) vamos considerar de igual modo uma taxa idêntica à do combustível substituído, com o valor de 5%.

## **6.5 Modelo para a determinação do preço do gás natural**

### **6.5.1 Descrição**

Para a determinação do preço do gás natural recorreu-se à construção de um modelo de cálculo recorrendo a cenários que contemplam variações no preço do crude, no custo técnico do gasoduto e no direito de passagem.

Para o preço do crude de referência admitiu-se uma variação entre 10,5 e 32.5 USD/barril que correspondem aos limites dos preços do crude no

---

futuro tendo em consideração a evolução das fontes de energia alternativa, a oferta proveniente de países não pertencentes à OPEP e as políticas de redução da dependência petrolífera.<sup>3</sup>

Para a determinação das constantes da equação apresentada em 6.2 admitiu-se como valor mínimo 1 USD/MMBTU para o preço do gás entregue na fronteira argelo-marroquina com o preço do crude de referência em 10,5 USD/barril e que C seria um valor próximo de 1/10. Este valor mínimo do gás cobre os custos do produtor e uma renda mínima. O baixo preço do crude porá certamente em risco a continuação de projectos de desenvolvimento gasista.

Os valores obtidos para as constantes foram:

$$C = 0,11 \text{ e,}$$

$$K = -0,16.$$

Para o crude de referência foi tomado o Murban produzido pelos Emiratos Árabes Unidos e que possui uma densidade de 39 graus API.

O preço tomado para o Murban foi de 17,94 USD/barril (FOB), preço de fins de Julho de 1994.

Assim, e de acordo com as restrições impostas, como sejam o preço do crude, os valores definidos na forma de intervalos para o custo de investimento nos vários troços de gaseoduto e o custo dos direitos de passagem, foi possível analisar o modelo com o auxílio da rotina SOLVER da folha de cálculo Excel 4.0, utilizando o processo iterativo de Newton.

---

<sup>3</sup> Prix du petrole et stratégies de l'OPEP - S. Boussena



## 6.5.2 Resultados

Os registos do cálculo encontram-se no anexo II.

Vamos aqui apresentar apenas os preços determinados pelo modelo para o gás natural no consumidor:

- preço máximo	23,61 PTE/Nm <sup>3</sup>
- preço mínimo	22,38 PTE/Nm <sup>3</sup>
- preço sem incidência de ISP (máx.)	18,99 PTE/Nm <sup>3</sup>

Como para a utilização escolhida o gás não vai ser utilizado como carburante, na nossa solução base, vamos considerar um preço (sem incidência de Imposto Sobre Produtos Petrolíferos) de 20 PTE/Nm<sup>3</sup> a que corresponde um preço do petróleo bruto de referência de 19,2 USD/barril mantendo o câmbio fixo em 160 PTE/USD.

---

## 7. Apresentação do Projecto

### Utilização da cogeração no sector terciário

#### 7.1 Introdução

A principal dificuldade que tem a utilização da cogeração no Sector Terciário é a da dificuldade em aproveitar de uma forma conveniente o calor gerado pelo equipamento de cogeração.

Neste sector, a cogeração encontra perspectivas de utilização muito concretas nos hospitais, hotéis e outros centros em que há necessidade de calor ao longo de todo o ano.

Dado que no sector terciário também se necessita de um importante nível de refrigeração principalmente na época quente do ano, utilizando o processo de absorção pode-se de uma forma complementar utilizar durante as estações quentes o calor sobranete da cogeração.

No sector terciário são os hospitais um caso típico de particular interesse para o recurso à produção combinada de calor e energia eléctrica porque trabalham 24 horas por dia durante os 365 dias do ano e têm uma necessidade prioritária em energia eléctrica e calor.

Podemos ainda acrescentar que as necessidades de calor e energia eléctrica são de uma forma geral simultâneas com algumas variações sazonais porque a maior parte dos serviços tais como cozinha, lavandaria e esterilização requerem quantidades apreciáveis de calor que é utilizado durante o dia quando o consumo de energia eléctrica é maior. As necessidades de calor atrás referidas, que poderão representar cerca de 50% do calor consumido, e que se mantêm estáveis mesmo quando as condições climatéricas variam.

Para o hospital considerado foram determinadas conforme descrito no Anexo I as cargas térmicas e eléctricas que uma instalação de cogeração podia satisfazer.

---

Para a produção do vapor necessário dispõem de um conjunto de caldeiras que queimam fuelóleo.

As necessidades em energia eléctrica são satisfeitas pela rede eléctrica que alimenta em Média Tensão um posto de transformação privativo.

A solução proposta prevê a instalação de um equipamento de cogeração para satisfazer parte da procura em energia.

Com o objectivo de reduzir ao mínimo o desperdício em calor, a instalação de cogeração é projectada para cobrir a base do diagrama de consumos de calor ao longo do ano.

Assim, a produção de energia eléctrica de uma forma geral não dispõe de excedentes para vender ao distribuidor de energia eléctrica.

## **7.2 Descrição da solução proposta**

### **7.2.1 Instalação de cogeração com arrefecedores de absorção**

#### **7.2.1.1 Descrição**

A instalação proposta inclui basicamente um conjunto constituído por:

Uma turbina a gás, associada a um alternador de 1,6 MW ;

Uma caldeira de recuperação sem queima auxiliar, para produção de vapor saturado a uma temperatura de 200 °C e a uma pressão de 10 bar.

Um arrefecedor de absorção com 2810 kW, de duplo efeito, em que se usa o ciclo água-brometo de lítio;

Uma torre de refrigeração;

Todo o conjunto de equipamentos auxiliares mecânicos e eléctricos.

---

### 7.2.1.2 Custos do Investimento

Equipamentos	400 560	kPTE
Obras de Construção Civil	50 000	kPTE
Estudos, projectos, coordenação de obra, fiscalização e ensaios	12 000	kPTE

### 7.2.2 Características da instalação

Potência média disponível	1,44	MW
Factor de utilização	95	%
Utilização média anual	8 322	horas/ano
Energia eléctrica produzida	11 984	MWh
Consumo específico	0,383	m <sup>3</sup> N de GN/kWh
Preço do Gás Natural	20	PTE/m <sup>3</sup> N

Custo de produção da energia eléctrica:

- Custo da produção referida ao combustível 7,66 PTE/kWh
- Custos de Operação e Manutenção:
  - variáveis 0,22 PTE/kWh
  - fixos 0,976 PTE/kWh

O preço unitário da produção de energia eléctrica a custos técnicos é assim de:

- 8,86 PTE/kWh.

---

**Produção de vapor da caldeira de recuperação:**

- Caudal	5,8 t/h
- Produção anual	48 267 t/ano

**7.3 Consumo de Energia Eléctrica**

Para determinar as economias vamos indicar os preços considerados para a compra de energia eléctrica considerando a tarifa de Média Tensão e de Médias Utilizações:

- Taxa de Potência	1 019,1	PTE/kWh/mês
- Preço médio da energia	13,121	PTE/kWh

A que corresponde a seguinte facturação respeitando apenas a energia substituída:

- de potência	17 610	kPTE/ano
- Preço médio da energia	157 244	kPTE/ano

**7.4 Valorização do Vapor**

Para determinar o valor do vapor, consideramos que a produção de vapor é obtida a partir de caldeiras com vários anos de uso, com as seguintes características:

- rendimento médio estimado	85	%
- temperatura da água de alimentação	80	°C
- poder calorífico inferior do fuelóleo	40 193	kJ/kg
- consumo de fuelóleo	415	kg/h
- preço do fuelóleo	26	PTE/kg
- preço estimado para o vapor	2 350	PTE/t
- valor do vapor produzido	113 428	kPTE/ano

---

## 8. Balanço energético

Com os valores determinados anteriormente vamos efectuar um balanço energético entre a solução proposta e a solução existente reduzida às necessidades cobertas pela instalação de cogeração.

Os consumos a nível da energia útil não são alterados. A nível da energia final, as vantagens resultam da substituição de equipamentos que apresentam melhores rendimentos.

### 8.1 Produção Separada

#### 8.1.1 Energia Eléctrica

A partir do cenário de desenvolvimento do sistema electroprodutor mais conservativo e considerando o ano hidrológico médio pode-se estabelecer para o ano de 1995 a seguinte utilização das várias fontes de energia primária:

- carvão	31%;
- fuelóleo	16%;
- produção hídrica e importação	53%.

Assim, a energia eléctrica substituída pela instalação de cogeração, correspondente a 12,65 GWh, teria na sua ausência a seguinte proveniência:

- carvão	3,92	GWh;
- fuelóleo	2,02	GWh;
- e da produção hídrica e importação	6,71	GWh.

---

### 8.1.2 Vapor

Para a produção das 48 260 toneladas de vapor, obtidas a partir de caldeiras são consumidas 3 454 toneladas de fuelóleo.

### 8.2 Produção Combinada de Vapor e Energia Eléctrica

A instalação de cogeração consome 4 589 749 Nm<sup>3</sup> de Gás Natural e produz 12,65 GWh de energia eléctrica e 48 260 toneladas de vapor.

### 8.3 Balanço

Os coeficientes de conversão que vamos utilizar para reduzir a energia primária à mesma unidade são os seguintes:

0,969	t	de fuelóleo	é equivalente a	1	Tep
1	GWh	de electricidade	é equivalente a	223	Tep
1000	m3N	de gás natural	são equivalentes a	1	Tep.

O critério utilizado para a electricidade é o do equivalente à produção, ou seja, a quantidade de combustível fóssil que será necessário queimar numa central térmica convencional para obter 1 GWh, este critério conduz a coeficientes de conversão diferentes, que variam de acordo com o rendimento da central térmica que se considerar. Assim, optamos por utilizar o o coeficiente utilizado pela Agência Internacional de Energia e pela Conferência Mundial de Energia, para a maioria dos países, e que tem como referência um rendimento padrão de 38,5 %. O mesmo coeficiente é aplicado para a hidroelectricidade e para a importação.

Produção separada	Consumos Finais	Consumo em energia primária	Energia primária em TEP
Fuelóleo		3 454 t	3 347
Energia térmica	48 260 t (vapor)		
Energia eléctrica	12,65 GWh		2 821
<b>Total</b>			<b>6 168</b>

Cogeração	Consumos Finais	Consumo em energia primária	Energia primária em TEP
Gás Natural		4 589 749 m <sup>3</sup> N	4590
Energia térmica	48 260 t (vapor)		
Energia eléctrica	12,65 GWh		
<b>Total</b>			<b>4590</b>

Podemos com base nos valores anteriores comparar a eficiência de cada uma das soluções:

valores em tep

	Produção Separada			Cogeração
	Vapor	Electricidade	Total	
Combustível	3 347	2 821	6 168	4590
Electricidade	-	1 088 (*)	1 088	1 088
Vapor	2 845	-	2 845	2 845
Perdas	502	1 733	2 235	657
Rendimento	85 %	38,5 %	63,8 %	85,7 %

(\*) valor referido ao consumo e contabilizado a 1 GWh = 86 tep (DGE)

Vamos agora introduzir o efeito do aproveitamento do calor excedentário para a produção de água fria.

Para o efeito vamos considerar no caso da produção separada:

- a produção de frio é obtida por equipamentos de compressão com um coeficiente de performance de 3,5;



- a caldeira apenas produz o vapor necessário para o aquecimento, havendo a correspondente redução de consumo combustível (menos 25 %).

valores em tep

	Produção Separada			Cogeração
	Vapor	Electricidade	Total	
Combustível	2 506	3 348	5 854	4590
Electricidade	-	1 088 (*)	1 088	1 088
Vapor	2 134	-	2 134	2 134
Frio	-	203 (*)	203	854
Perdas	376	2 057	2 429	514
Rendimento	85%	38,5	58,5%	88,8 %

(\*) valor referido ao consumo e contabilizado a 1 GWh = 86 tep

Dos quadros comparativos podemos reter:

Entre a produção separada e a produção em cogeração, verifica-se uma real economia de energia primária no valor de 1 578 tep, resultante das diferentes eficiências dos processos de conversão.

A nível das cadeias energéticas há uma transferência da energia eléctrica (produzida em centrais a carvão ou fuelóleo, ou em centrais hidroelectricas) e do fuelóleo para a produção de vapor, para o gás natural.

No caso da comparação efectuada com a conversão para a produção de frio, a economia de energia primária é de 1 264 tep, o que fica a dever-se à eficiência dos processos de conversão para a produção de frio e à redução do consumo de combustível para a produção de vapor.

---

De notar ainda o rendimento da solução com cogeração melhora de rendimento com o aproveitamento do vapor para a produção de frio.

9. Balanço Ambiental

Com os valores indicados anteriormente vamos efectuar um balanço ambiental entre a solução proposta e a solução existente reduzida às necessidades cobertas pela instalação de cogeração.

9.1 Produção Separada

De igual modo vamos utilizar o cenário de desenvolvimento do sistema electroprodutor mais conservativo e que considera o ano hidrológico médio e o ano de 1995 como referência.

A produção de vapor é obtida a partir das caldeiras já referidas, a partir da queima do fuelóleo.

A partir das composições dos combustíveis e dados constantes na bibliografia foi possível construir o quadro seguinte, em são indicadas as emissões referidas à energia primária para a produção separada.

Os valores referentes ao carvão são indicados para efeitos de comparação.

Emissões em kg/GJ (os valores entre parêntesis estão em kg/Tep)

Produção separada	SO2	NOx	CO2	Partículas
Carvão	0,765 (32,69)	0,38 (16,24)	89,7 (3 835)	0,021 4 (0,915)
Fuelóleo	1,74 (74,36)	0,26 (11,1)	77,5 (3 314)	0.012 (0,515)
Sistema electro- produtor 95	1,055 (45,1)	0,319 (13,7)	86 (3 675)	0,008 6 (0,366)

9.2 Produção Combinada de Vapor e Energia Eléctrica

De igual modo a partir da constituição do combustível e dos valores limite de emissão de NO<sub>x</sub> estabeleceu-se o quadro seguinte:

Emissões em kg/GJ (os valores entre parêntesis estão em kg/Tep)

Cogeração	SO2	NOx	CO2	Partículas
Gás Natural	–	0,59 (25.21)	58 (2 479)	–

9.3 Balanço

Podemos com base nos valores anteriores comparar a emissões anuais de cada uma das soluções:

valores em t/ano

	Produção Separada			Cogeração
	Vapor	Electricidade	Total	
SO2	248,9	127,2	376,1	-
NO <sub>x</sub>	37,2	38,6	75,8	115,7
CO2	11 092	10 367	21 459	11 377
Partículas	1,7	1,0	2,7	-

Vamos agora considerar com o efeito do aproveitamento do calor excedentário para a produção de água fria.

valores em t/ano

	Produção Separada			Cogeração
	Vapor	Electricidade	Total	
SO2	186,3	151	337,3	-
NO <sub>x</sub>	27,8	45,9	73,7	115,7
CO2	8 305	12 304	20 609	11 377
Partículas	1,3	1,2	2,5	-

---

Dos quadros comparativos podemos concluir que entre a produção separada e a produção em cogeração, se verifica uma redução do nível de emissões, resultante das diferentes eficiências dos processos de conversão e do tipo de combustível usado, com excepção das emissões de  $\text{NO}_x$ .

O nível elevado das emissões de  $\text{NO}_x$ , na nossa solução, deve-se à ausência de tecnologias que reduzam a formação de  $\text{NO}_x$  ou procedam à sua remoção.

As tecnologias que evitam a formação ou permitem remover óxidos de azoto encarecem os equipamentos, razão porque não são ainda extensivamente aplicados às baixas potências.

A implantação destes equipamentos em zonas urbanas vai requerer a utilização a breve prazo das melhores tecnologias disponíveis de controlo de emissões poluentes não envolvendo custos excessivos.

---

## 10. Avaliação do Projecto

### 10.1 Introdução

A avaliação do Projecto vai ser efectuada a preços constantes, ou seja não entra em linha de conta com a variação dos preços provocada pela inflação visto que qualquer estimativa por melhor que seja não garante os valores durante um longo período de tempo como aquele em que vai ser efectuada a avaliação.

Nos casos em que se prevê uma evolução diferente da inflação será considerada uma deriva.

A avaliação do projecto terá como base uma avaliação financeira e que servirá de apoio à tomada de decisão por parte do investidor (detentor do capital próprio) e dos financiadores (detentores do capital alheio).

Admite-se que o objectivo financeiro é insuficiente para avaliar um investimento no sector público, e que um objectivo mais amplo incluindo o benefício social seria o mais apropriado.

No entanto não vamos efectuar uma análise custo-benefício pela dificuldade em estimar o valor do benefício que os doentes e os funcionários do hospital têm ao dispor de maior conforto com a existência de aquecimento e ar condicionado.

No estudo são consideradas as despesas e as receitas financeiras do projecto de forma a aferir a rentabilidade em termos de mercado, e incluirá a avaliação técnica na qual será tido em conta o projecto dos equipamentos e estimando-se para o efeito os custos operativos da construção e da operação e manutenção dos equipamentos do projecto.

---

Na análise a efectuar há que ter em conta os seguintes factores:

- a remuneração que investidor espera para o seu capital,
- a remuneração alternativa do capital,
- o risco do investimento e,
- a duração do projecto.

## 10.2 Proposta Metodológica

Um critério de performance desenvolvido para a cogeração envolve a comparação entre o combustível requerido para satisfazer as necessidades em electricidade e em calor na instalação de cogeração com o combustível necessário nas instalações convencionais separadas para satisfazerem as mesmas necessidades.

Mas para além disso, têm de se ter em conta as condições de fronteira impostas à partida no projecto de uma instalação de cogeração. Uma questão determinante é o de se saber se a instalação está ou não isolada da rede eléctrica.

Se a instalação não estiver isolada é possível utilizar o excesso de capacidade em qualquer parte.

A carga térmica pode ser satisfeita pela instalação de cogeração e o excesso de electricidade exportado para a rede, ou em alternativa se a procura de electricidade excede a oferta da instalação de cogeração pode ser possível importar electricidade da rede.

No caso de a carga térmica exceder a oferta da instalação é sempre possível recorrer a caldeiras de reserva.

O conceito de performance económica global não depende exclusivamente do rendimento termodinâmico, mas também de outros factores como sejam o preço da energia vendida à rede, o custo da disponibilidade de potência (de reserva) pela rede, o preço da energia

---

adquirida à rede (alterações ao nível da tarificação), o preço do calor eventualmente vendido e o custo do calor produzido pelas caldeiras de reserva.

As comparações dos preços da instalação são feitas com os preços existentes para a electricidade e foi estimado um valor para o preço do vapor. A economia do lado da procura, devido ao efeito das alterações de preço na procura, é desprezada.

### 10.3 Conceitos

#### 10.3.1 Taxa de actualização

A taxa de actualização de uma afectação de recursos é a taxa a que os valores económicos futuros desvalorizam em relação ao presente.

A taxa de actualização para a avaliação de projectos a preços constantes corresponde à taxa de juro de longo prazo (Taxa de actualização do consumo em Portugal - C. Barros e J. Barata).

Utilizando a taxa de actualização podemos relacionar valores económicos em períodos de tempo distintos:

$$V_p = \frac{V_f}{(1-a)^n}$$

Em que:

$V_p$  - é o valor no presente,

$V_f$  - é o valor no futuro,

$a$  - é a taxa de actualização, e

$n$  - é o período de tempo que medeia entre o presente e o futuro.



---

### 10.3.2 Critérios de avaliação

Os critérios usados na avaliação da rentabilidade dos projectos de investimento são de uma maneira geral os baseados no "cash-flow".

#### 10.3.2.1 Valor Líquido Actual (VLA)

O Valor Líquido Actual (VLA) determina-se através do somatório dos "cash-flow" anuais líquidos actualizados com a taxa de actualização. O "cash-flow" em cada ano calcula-se subtraindo as despesas às receitas.

Ou seja, de uma forma geral o VLA pode-se determinar pela seguinte expressão:

$$VLA = \sum_{t=0}^n \frac{R_t - D_t}{(1-a)^t} - \sum_{k=0}^m \frac{I_k}{(1-a)^k} + \frac{V}{(1-a)^t}$$

Em que,

R - é a receita líquida,

D - é a despesa,

I - é o investimento,

V - é o valor residual no final do período,

n - é o numero de anos,

m - é o número de anos de investimento, e

a - é a taxa de actualização.

#### 10.3.2.2 Taxa Interna de Rentabilidade (TIR)

A Taxa Interna de Rentabilidade é a taxa de actualização do projecto que anula o VLA.

---

A determinação é efectuada por processo iterativo através da variação da taxa de actualização na expressão que dá o VLA.

### 10.3.3 Influência da Inflação

Uma análise a preços correntes justifica-se em contextos inflacionistas e exige uma maior desagregação de preços e uma previsão das evoluções futuras da taxa de juro activa, dos salários e dos combustíveis, durante todo o período de análise do projecto.

A análise a preços correntes origina um aumento dos cash-flow, o que é vantajoso quando o projecto recorre a subsídios ou a incentivos ao investimento a fundo perdido, sempre que possa desse modo influir no subsídio a receber.

## 10.4 Aplicação ao Projecto

Indicamos seguidamente os pressupostos utilizados:

Taxa de actualização	8	%
Vida do projecto	15	anos
Período de avaliação	10	anos de exploração do projecto
Taxa de juro	14,5	%
Imposto sobre lucros	40	%

### 10.4.1 Investimento em capital fixo

Imobilizado corpóreo:

- Edifícios e obras de Construção Civil 50 000 kPTE
- Equipamentos 400 560 kPTE

Imobilizado incorpóreo:

- Estudos, projectos, gestão de obra e ensaios 12 000 kPTE

---

#### 10.4.2 Custos de Exploração

Os valores indicados respeitam a um ano de exploração.

Economia na compra de electricidade	174 854	kPTE
Economia na produção de vapor	113 429	kPTE

##### Custos de Operação e Manutenção:

- Fixos (inclui corpo de 5 operadores)	11 700	kPTE
- Variáveis	2 636	kPTE

Outros custos fixos (Encargos administrativos e outros)	1 370	kPTE
---	-------	------

Custos com o Combustível ( preço do GN a 20 PTE/Nm <sup>3</sup> )	91 795	kPTE
--	--------	------

#### 10.4.3 Fundo de Maneio Necessário à Exploração

O projecto necessita de recursos para a exploração, que são constituídos por financiamentos de curto prazo.

São os créditos e os débitos de curto prazo que vamos listar:

Investimento em Capital Circulante - crédito ao cliente	45 dias
---	---------

##### Financiamento do Capital Circulante:

- Fornecedores	15 dias
- Sector Público Estatal	15 dias

#### 10.4.4 Financiamento

De acordo com as razões detalhadas no Capítulo 12, vamos considerar que o investimento vai ser efectuado por uma empresa de serviços.

Essa empresa investe capitais próprios em 30% do valor do projecto, e contrai um empréstimo a 7 anos junto da banca.

#### 10.4.5 Amortização do imobilizado

De acordo com a legislação em vigor utilizaram-se as seguintes taxas de amortização:

Imobilizado corpóreo:

- Edifícios e obras de Construção Civil	5	%
- Equipamentos	8,33	%

Imobilizado incorpóreo:

- Estudos, projectos, gestão de obra e ensaios	33,33	%
--	-------	---

#### 10. 5 Análise de Sensibilidade

A incerteza quanto ao preço do gás leva-nos a considerar uma variante, em que o preço do gás é estabelecido para o mesmo preço da termia do fuelóleo que pode ser concorrente no mercado dos grandes consumidores de gás natural.

Como também é previsível que o preço da energia eléctrica continue a subir abaixo da inflação, pelo menos até ao ano 2000, constituímos uma nova variante, em que para além do aumento do preço do gás consideramos uma redução em 2,5 % do preço da energia eléctrica durante os 4 primeiros anos da exploração.

---

## **10 .6            Documentos de Avaliação do Projecto**

Apresentamos seguidamente os documentos que são a base para a avaliação financeira:

O mapa dos investimentos de que fazem parte o investimento em capital fixo e em fundo de maneo necessário à exploração. O mapa apresentado reporta-se ao fundo de maneo, visto que o investimento em capital fixo está indicado em **10.4.1**.

O Plano de Amortizações do imobilizado.

O Serviço da Dívida do Financiamento dos Investimentos.

O Plano de Financiamento no qual se faz a previsão dos recursos ( representados pelo capital próprio, pelos meios libertos brutos, empréstimos e subsídios) e das necessidades (reembolsos dos empréstimos, custos financeiros, investimento em imobilizado, investimento em fundo de maneo necessário à exploração e impostos).

As Contas Previsionais de Exploração apresentando a contabilidade anual do projecto.

Por último apresentamos os Balanços Sintéticos

FUNDO DE MANEIO NECESSÁRIO DE EXPLORAÇÃO - Solução Base

Invest. em Capital Circulante	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Cientes (PMR 45 d)	36,035.311	36,035.311	36,035.311	36,035.311	36,035.311	36,035.311	36,035.311	36,035.311	36,035.311	36,035.311
Existências										
Outros Devedores										
<b>Total Necessidades</b>	<b>36,035.311</b>	<b>36,035.311</b>	<b>36,035.311</b>	<b>36,035.311</b>	<b>36,035.311</b>	<b>36,035.311</b>	<b>36,035.311</b>	<b>36,035.311</b>	<b>36,035.311</b>	<b>36,035.311</b>
<b>Financ. do Capital Circulante</b>										
Fornecedores (PMP 15 d)	4,041.725	4,041.725	4,041.725	4,041.725	4,041.725	4,041.725	4,041.725	4,041.725	4,041.725	4,041.725
Sector Público Estatal	250.714	250.714	250.714	250.714	250.714	250.714	250.714	250.714	250.714	250.714
Empréstimos de Curto Prazo										
Outros Credores										
<b>Total Recursos</b>	<b>4,292.439</b>	<b>4,292.439</b>	<b>4,292.439</b>	<b>4,292.439</b>	<b>4,292.439</b>	<b>4,292.439</b>	<b>4,292.439</b>	<b>4,292.439</b>	<b>4,292.439</b>	<b>4,292.439</b>
FMNE	31,742.872	31,742.872	31,742.872	31,742.872	31,742.872	31,742.872	31,742.872	31,742.872	31,742.872	31,742.872
<b>Variação no FMNE</b>	<b>31,742.872</b>	<b>0.000</b>	<b>0.000</b>	<b>0.000</b>	<b>0.000</b>	<b>0.000</b>	<b>0.000</b>	<b>0.000</b>	<b>0.000</b>	<b>0.000</b>

PLANO DE AMORTIZAÇÕES

Anos	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Equipamentos Ferramentas e outros utensilios Edifícios Industriais e outras construções	33,380.000	33,380.000	33,380.000	33,380.000	33,380.000	33,380.000	33,380.000	33,380.000	33,380.000	33,380.000
	2,500.000	2,500.000	2,500.000	2,500.000	2,500.000	2,500.000	2,500.000	2,500.000	2,500.000	2,500.000
Estudos, Projectos e Ensaios	4,005.199	4,005.199	4,005.199							
TOTAL	39,885.199	39,885.199	39,885.199	35,880.000	35,880.000	35,880.000	35,880.000	35,880.000	35,880.000	35,880.000
Amortizações Acumuladas	39,885.199	79,770.399	119,655.598	155,535.598	191,415.598	227,295.598	263,175.597	299,055.597	334,935.597	370,815.597

SERVIÇO DA DÍVIDA DO FINANCIAMENTO DOS INVESTIMENTOS

	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Financ. Comunitário											
1. Reembolsos		0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
2. Capital em Dívida											
Financ. Bancário											
1. Capital em Dívida Início	323,792.000	323,792.000	277,536.000	231,280.000	185,024.000	138,768.000	92,512.000	46,256.000	0.000	0.000	0.000
2. Encargos Financeiros		50,187.760	43,018.080	35,848.400	28,678.720	21,509.040	14,339.360	7,169.680	0.000	0.000	0.000
3. Novos Empréstimos											
4. Reembolsos		46,256.000	46,256.000	46,256.000	46,256.000	46,256.000	46,256.000	46,256.000	0.000	0.000	0.000
Total do Capital em Dívida	323,792.000	277,536.000	231,280.000	185,024.000	138,768.000	92,512.000	46,256.000	0.000	0.000	0.000	0.000
Total Encargos Financeiros		50,187.760	43,018.080	35,848.400	28,678.720	21,509.040	14,339.360	7,169.680	0.000	0.000	0.000
Total de Reembolsos		46,256.000	46,256.000	46,256.000	46,256.000	46,256.000	46,256.000	46,256.000	0.000	0.000	0.000



PLANO FINANCEIRO

	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
<b>Recursos</b>											
Capital Próprio	138,768.000										
Suprimentos											
Meios Libertos Brutos	0.000	180,781.093	180,781.093	180,781.093	180,781.093	180,781.093	180,781.093	180,781.093	180,781.093	180,781.093	180,781.093
Empréstimos obtidos	323,792.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
Subsídios		0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
Outros											
<b>Total Receb.</b>	<b>462,560.000</b>	<b>180,781.093</b>	<b>180,781.093</b>	<b>180,781.093</b>	<b>180,781.093</b>	<b>180,781.093</b>	<b>180,781.093</b>	<b>180,781.093</b>	<b>180,781.093</b>	<b>180,781.093</b>	<b>180,781.093</b>
<b>Necessidades</b>											
Rebolsos de Emp.	46,256.000	46,256.000	46,256.000	46,256.000	46,256.000	46,256.000	46,256.000	46,256.000	0.000	0.000	0.000
Custos Financeiros	61,719.060	54,549.380	47,379.700	40,210.020	33,040.340	25,870.860	18,700.980	11,531.300	11,531.300	11,531.300	11,531.300
Invest. Imobilizado	462,560.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
Invest FMNE	0.000	31,742.872	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
Impostos			37,032.413	41,457.665	44,296.858	47,136.052	49,975.245	52,814.438	52,814.438	52,814.438	52,814.438
Menos valias											
Outros											
<b>Total Pag.</b>	<b>462,560.000</b>	<b>139,717.932</b>	<b>100,805.380</b>	<b>130,668.113</b>	<b>127,923.685</b>	<b>123,593.198</b>	<b>119,262.711</b>	<b>114,932.225</b>	<b>64,345.738</b>	<b>64,345.738</b>	<b>64,345.738</b>
<b>Saldo</b>	<b>0.000</b>	<b>41,063.161</b>	<b>79,975.713</b>	<b>50,112.981</b>	<b>52,857.408</b>	<b>57,187.895</b>	<b>61,518.382</b>	<b>65,848.868</b>	<b>116,435.355</b>	<b>116,435.355</b>	<b>116,435.355</b>
<b>Saldo Acumulado</b>	<b>0.000</b>	<b>41,063.161</b>	<b>121,038.874</b>	<b>171,151.855</b>	<b>224,009.263</b>	<b>281,197.158</b>	<b>342,715.540</b>	<b>408,564.409</b>	<b>524,999.764</b>	<b>641,435.119</b>	<b>757,870.474</b>

CONTA DE EXPLORAÇÃO

Anos	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
<b>Proveitos</b>											
Economia em Electricidade											
- Energia	157,243.584	157,243.584	157,243.584	157,243.584	157,243.584	157,243.584	157,243.584	157,243.584	157,243.584	157,243.584	157,243.584
- Taxa de Potência	17,610.048	17,610.048	17,610.048	17,610.048	17,610.048	17,610.048	17,610.048	17,610.048	17,610.048	17,610.048	17,610.048
Economia em vapor	113,428.860	113,428.860	113,428.860	113,428.860	113,428.860	113,428.860	113,428.860	113,428.860	113,428.860	113,428.860	113,428.860
<b>Total Proveitos</b>	<b>288,282.492</b>	<b>288,282.492</b>	<b>288,282.492</b>	<b>288,282.492</b>	<b>288,282.492</b>	<b>288,282.492</b>	<b>288,282.492</b>	<b>288,282.492</b>	<b>288,282.492</b>	<b>288,282.492</b>	<b>288,282.492</b>
<b>Custos</b>											
<b>Custos Variáveis</b>											
Combustível	91,794.989	91,794.989	91,794.989	91,794.989	91,794.989	91,794.989	91,794.989	91,794.989	91,794.989	91,794.989	91,794.989
O&M	2,636.410	2,636.410	2,636.410	2,636.410	2,636.410	2,636.410	2,636.410	2,636.410	2,636.410	2,636.410	2,636.410
<b>Total C.V.</b>	<b>0.000</b>	<b>94,431.398</b>	<b>94,431.398</b>	<b>94,431.398</b>	<b>94,431.398</b>	<b>94,431.398</b>	<b>94,431.398</b>	<b>94,431.398</b>	<b>94,431.398</b>	<b>94,431.398</b>	<b>94,431.398</b>
<b>Custos Fixos</b>											
O&M	11,700.000	11,700.000	11,700.000	11,700.000	11,700.000	11,700.000	11,700.000	11,700.000	11,700.000	11,700.000	11,700.000
Enc. Administr.	1,170.000	1,170.000	1,170.000	1,170.000	1,170.000	1,170.000	1,170.000	1,170.000	1,170.000	1,170.000	1,170.000
Outros	200.000	200.000	200.000	200.000	200.000	200.000	200.000	200.000	200.000	200.000	200.000
<b>Total C.F.</b>	<b>0.000</b>	<b>39,885.199</b>	<b>39,885.199</b>	<b>39,885.199</b>	<b>35,880.000</b>	<b>35,880.000</b>	<b>35,880.000</b>	<b>35,880.000</b>	<b>35,880.000</b>	<b>35,880.000</b>	<b>35,880.000</b>
<b>Total Custos</b>	<b>0.000</b>	<b>147,386.598</b>	<b>147,386.598</b>	<b>147,386.598</b>	<b>48,950.000</b>	<b>48,950.000</b>	<b>48,950.000</b>	<b>48,950.000</b>	<b>48,950.000</b>	<b>48,950.000</b>	<b>48,950.000</b>
<b>Result. Exploração</b>	<b>0.000</b>	<b>140,895.894</b>	<b>140,895.894</b>	<b>140,895.894</b>	<b>144,901.093</b>	<b>144,901.093</b>	<b>144,901.093</b>	<b>144,901.093</b>	<b>144,901.093</b>	<b>144,901.093</b>	<b>144,901.093</b>
<b>Prov. Extraordinários</b>											
<b>Custos Extraordinários</b>											
<b>Result. antes F.Financ.</b>	<b>0.000</b>	<b>140,895.894</b>	<b>140,895.894</b>	<b>140,895.894</b>	<b>144,901.093</b>	<b>144,901.093</b>	<b>144,901.093</b>	<b>144,901.093</b>	<b>144,901.093</b>	<b>144,901.093</b>	<b>144,901.093</b>
Juros e custos simil.	61,719.060	54,549.380	47,379.700	40,210.020	33,040.340	25,870.660	18,700.980	11,531.300	11,531.300	11,531.300	11,531.300
<b>Res. antes Impostos</b>	<b>0.000</b>	<b>79,176.834</b>	<b>86,346.514</b>	<b>93,516.194</b>	<b>104,691.074</b>	<b>111,860.754</b>	<b>119,030.434</b>	<b>126,200.114</b>	<b>133,369.794</b>	<b>133,369.794</b>	<b>133,369.794</b>
Impostos	31,354.026	34,193.220	37,032.413	41,457.665	44,296.858	47,136.052	49,975.245	52,814.438	52,814.438	52,814.438	52,814.438
<b>Result. Exercício</b>	<b>0.000</b>	<b>47,822.808</b>	<b>52,153.295</b>	<b>56,483.781</b>	<b>63,233.408</b>	<b>67,563.895</b>	<b>71,894.382</b>	<b>76,224.869</b>	<b>80,555.355</b>	<b>80,555.355</b>	<b>80,555.355</b>

CONTA DE EXPLORAÇÃO (aumento do preço do gás)

Anos	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
<b>Proveitos</b>											
Economia em Electricidade											
- Energia		157,243.584	157,243.584	157,243.584	157,243.584	157,243.584	157,243.584	157,243.584	157,243.584	157,243.584	157,243.584
- Taxa de Potência		17,610.048	17,610.048	17,610.048	17,610.048	17,610.048	17,610.048	17,610.048	17,610.048	17,610.048	17,610.048
Economia em vapor		113,428.860	113,428.860	113,428.860	113,428.860	113,428.860	113,428.860	113,428.860	113,428.860	113,428.860	113,428.860
<b>Total Proveitos</b>		<b>288,282.492</b>	<b>288,282.492</b>	<b>288,282.492</b>	<b>288,282.492</b>	<b>288,282.492</b>	<b>288,282.492</b>	<b>288,282.492</b>	<b>288,282.492</b>	<b>288,282.492</b>	<b>288,282.492</b>
<b>Custos</b>											
<b>Custos Variáveis</b>											
Combustível		113,991.017	113,991.017	113,991.017	113,991.017	113,991.017	113,991.017	113,991.017	113,991.017	113,991.017	113,991.017
O&M		2,636.410	2,636.410	2,636.410	2,636.410	2,636.410	2,636.410	2,636.410	2,636.410	2,636.410	2,636.410
<b>Total C.V.</b>	<b>0.000</b>	<b>116,627.427</b>	<b>116,627.427</b>	<b>116,627.427</b>	<b>116,627.427</b>	<b>116,627.427</b>	<b>116,627.427</b>	<b>116,627.427</b>	<b>116,627.427</b>	<b>116,627.427</b>	<b>116,627.427</b>
<b>Custos Fixos</b>											
O&M		11,700.000	11,700.000	11,700.000	11,700.000	11,700.000	11,700.000	11,700.000	11,700.000	11,700.000	11,700.000
Enc. Administr.		1,170.000	1,170.000	1,170.000	1,170.000	1,170.000	1,170.000	1,170.000	1,170.000	1,170.000	1,170.000
Outros		200.000	200.000	200.000	200.000	200.000	200.000	200.000	200.000	200.000	200.000
<b>Total C.F.</b>	<b>0.000</b>	<b>39,885.199</b>	<b>39,885.199</b>	<b>39,885.199</b>	<b>39,885.199</b>	<b>39,885.199</b>	<b>39,885.199</b>	<b>39,885.199</b>	<b>39,885.199</b>	<b>39,885.199</b>	<b>39,885.199</b>
<b>Total Custos</b>	<b>0.000</b>	<b>156,512.626</b>	<b>156,512.626</b>	<b>156,512.626</b>	<b>156,512.626</b>	<b>156,512.626</b>	<b>156,512.626</b>	<b>156,512.626</b>	<b>156,512.626</b>	<b>156,512.626</b>	<b>156,512.626</b>
<b>Result. Exploração</b>	<b>0.000</b>	<b>131,669.866</b>	<b>131,669.866</b>	<b>131,669.866</b>	<b>131,669.866</b>	<b>131,669.866</b>	<b>131,669.866</b>	<b>131,669.866</b>	<b>131,669.866</b>	<b>131,669.866</b>	<b>131,669.866</b>
<b>Prov. Extraordinários</b>											
<b>Custos Extraordinários</b>											
<b>Result. antes F.Financ.</b>	<b>0.000</b>	<b>131,669.866</b>	<b>131,669.866</b>	<b>131,669.866</b>	<b>131,669.866</b>	<b>131,669.866</b>	<b>131,669.866</b>	<b>131,669.866</b>	<b>131,669.866</b>	<b>131,669.866</b>	<b>131,669.866</b>
Juros e custos simil.		61,719.060	54,549.380	47,379.700	40,210.020	33,040.340	25,870.660	18,700.980	11,531.300	11,531.300	11,531.300
Res. antes Impostos	<b>0.000</b>	<b>56,980.806</b>	<b>84,150.486</b>	<b>71,320.166</b>	<b>82,495.045</b>	<b>98,664.725</b>	<b>104,004.405</b>	<b>111,173.765</b>	<b>111,173.765</b>	<b>111,173.765</b>	<b>111,173.765</b>
Impostos		22,564.399	25,403.592	28,242.786	32,668.038	35,507.231	38,346.424	41,185.618	44,024.811	44,024.811	44,024.811
<b>Result. Exercício</b>	<b>0.000</b>	<b>34,416.407</b>	<b>38,746.893</b>	<b>43,077.380</b>	<b>49,827.007</b>	<b>54,157.494</b>	<b>58,487.981</b>	<b>62,818.468</b>	<b>67,148.954</b>	<b>67,148.954</b>	<b>67,148.954</b>

CONTA DE EXPLORAÇÃO (Redução do Preço da energia eléctrica + aumento do preço do Gás)

	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
<b>Proveitos</b>											
Economia em Electricidade											
- Energia	153.312.494	149.479.682	145.742.690	142.099.122	138.546.644	138.546.644	138.546.644	138.546.644	138.546.644	138.546.644	
- Taxa de Potência	17.169.797	16.740.552	16.322.038	15.913.987	15.516.137	15.516.137	15.516.137	15.516.137	15.516.137	15.516.137	
Economia em vapor	113.428.860	113.428.860	113.428.860	113.428.860	113.428.860	113.428.860	113.428.860	113.428.860	113.428.860	113.428.860	
<b>Total Proveitos</b>	<b>283.911.151</b>	<b>279.649.093</b>	<b>275.493.588</b>	<b>271.441.969</b>	<b>267.491.642</b>	<b>267.491.642</b>	<b>267.491.642</b>	<b>267.491.642</b>	<b>267.491.642</b>	<b>267.491.642</b>	
<b>Custos</b>											
Custos Variáveis											
Combustível	113.991.017	113.991.017	113.991.017	113.991.017	113.991.017	113.991.017	113.991.017	113.991.017	113.991.017	113.991.017	
O&M	2.636.410	2.636.410	2.636.410	2.636.410	2.636.410	2.636.410	2.636.410	2.636.410	2.636.410	2.636.410	
<b>Total C.V.</b>	<b>0.000</b>	<b>116.627.427</b>	<b>116.627.427</b>	<b>116.627.427</b>	<b>116.627.427</b>	<b>116.627.427</b>	<b>116.627.427</b>	<b>116.627.427</b>	<b>116.627.427</b>	<b>116.627.427</b>	
Custos Fixos											
O&M	11.700.000	11.700.000	11.700.000	11.700.000	11.700.000	11.700.000	11.700.000	11.700.000	11.700.000	11.700.000	
Enc. Administ.	1.170.000	1.170.000	1.170.000	1.170.000	1.170.000	1.170.000	1.170.000	1.170.000	1.170.000	1.170.000	
Outros	200.000	200.000	200.000	200.000	200.000	200.000	200.000	200.000	200.000	200.000	
<b>Total C.F.</b>	<b>0.000</b>	<b>39.885.199</b>	<b>39.885.199</b>	<b>35.880.000</b>	<b>35.880.000</b>	<b>35.880.000</b>	<b>35.880.000</b>	<b>35.880.000</b>	<b>35.880.000</b>	<b>35.880.000</b>	
<b>Total C.F.</b>	<b>0.000</b>	<b>52.955.199</b>	<b>52.955.199</b>	<b>48.950.000</b>	<b>48.950.000</b>	<b>48.950.000</b>	<b>48.950.000</b>	<b>48.950.000</b>	<b>48.950.000</b>	<b>48.950.000</b>	
<b>Total Custos</b>	<b>0.000</b>	<b>169.582.626</b>	<b>169.582.626</b>	<b>165.577.427</b>	<b>165.577.427</b>	<b>165.577.427</b>	<b>165.577.427</b>	<b>165.577.427</b>	<b>165.577.427</b>	<b>165.577.427</b>	
<b>Result. Exploração</b>	<b>0.000</b>	<b>114.328.525</b>	<b>105.910.962</b>	<b>105.864.543</b>	<b>101.914.215</b>	<b>101.914.215</b>	<b>101.914.215</b>	<b>101.914.215</b>	<b>101.914.215</b>	<b>101.914.215</b>	
Prov. Extraordinários											
Custos Extraordinários											
<b>Result. antes F.Financ.</b>	<b>0.000</b>	<b>114.328.525</b>	<b>105.910.962</b>	<b>105.864.543</b>	<b>101.914.215</b>	<b>101.914.215</b>	<b>101.914.215</b>	<b>101.914.215</b>	<b>101.914.215</b>	<b>101.914.215</b>	
Juros e custos simil.	61.719.060	54.549.380	47.379.700	40.210.020	33.040.340	25.870.660	18.700.980	11.531.300	11.531.300	11.531.300	
Res. antes Impostos	0.000	52.609.465	58.531.262	65.654.523	68.873.875	76.043.555	83.213.235	90.382.915	90.382.915	90.382.915	
Impostos	20.833.348	21.984.767	23.178.380	25.999.191	27.274.055	30.113.248	32.952.441	35.791.635	35.791.635	35.791.635	
<b>Result. Exercício</b>	<b>0.000</b>	<b>31.776.117</b>	<b>35.352.882</b>	<b>39.655.332</b>	<b>41.599.821</b>	<b>45.930.308</b>	<b>50.260.794</b>	<b>54.591.281</b>	<b>54.591.281</b>	<b>54.591.281</b>	

BALANÇOS SINTÉTICOS

	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
ATIVO	IMOBILIZADO INCORPÓREO	12.000.000									
	IMOBILIZADO CORPÓREO	450.590.000									
	IMOBILIZADO FINANCEIRO										
	IMOBILIZADO EM CURSO										
	AMORTIZAÇ. ACUMULADAS	-39.865.199	-79.770.399	-118.655.598	-155.535.598	-191.415.598	-227.295.598	-263.175.597	-299.055.597	-334.935.597	-370.815.597
	EXISTÊNCIAS MAT. PRIMAS										
	EXISTÊNCIAS P. ACABADOS										
	EXISTÊNCIAS MERCADORIAS										
	OUTRAS EXISTÊNCIAS										
	PROVISÃO PI DEP. EXISTENC.										
CAPITAL PRÓPRIO	CLIENTES C/ CORRENTE	36.035.311	36.035.311	36.035.311	36.035.311	36.035.311	36.035.311	36.035.311	36.035.311	36.035.311	36.035.311
	OUTROS CLIENTES										
	ESTADO E ENTES PÚBLICOS										
	OUT. CRÉDITOS DE C/PRAZO										
	PROVISÃO PI C/DE. DUVIDOSAS										
	DISPONIBILIDADES	0.000	41.063.161	121.038.874	171.151.855	224.009.263	281.197.158	342.715.540	408.564.409	524.999.764	641.435.118
	ACRÉSCIMOS E DIFERIMENT.										
	ATIVO LÍQUIDO TOTAL	462.590.000	37.213.273	77.303.787	87.531.599	104.508.977	126.818.972	151.466.264	181.424.123	201.978.478	342.534.833
											423.090.189
PASSIVO	CAPITAL PRÓPRIO	138.768.000	138.768.000	138.768.000	138.768.000	138.768.000	138.768.000	138.768.000	138.768.000	138.768.000	138.768.000
	RESERVAS + RES. TRANSF.		0.000	47.822.808	99.976.102	158.469.884	219.893.292	287.257.187	359.151.569	435.376.438	515.931.793
	RESERVAS DE REAVALIAÇÃO										
	OUTRAS RESERVAS										
	RESULTADOS LÍQUIDOS	0.000	47.822.808	52.153.295	58.483.781	63.233.408	67.563.895	71.894.392	76.224.989	80.555.355	80.555.355
	TOTAL DO CAPITAL PRÓPRIO	138.768.000	188.590.808	238.744.102	296.227.884	358.461.292	428.026.187	497.818.669	574.144.438	654.888.793	735.265.148
											815.810.504
PASSIVO	PROVISÕES PI RISCOS ENC.										
	DÍVIDAS A INSTT. CRÉDITO										
	FINANCIAMENTO BANCÁRIO	323.792.000	277.536.000	231.280.000	185.024.000	138.768.000	92.512.000	46.256.000	0.000	0.000	0.000
	FINANCIAMENTO COMUNITÁRIO		0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
	EMPRESTIMOS OBRIGACION.										
	OUTRAS DÍVIDAS M. L/PRAZO										
	total div. m.l/prazo										
	DÍVIDAS A INSTT. CRÉDITO										
	FORNED. C/ CORRENTE		4.041.725	4.041.725	4.041.725	4.041.725	4.041.725	4.041.725	4.041.725	4.041.725	4.041.725
	OUTROS FORNECEDORES										
PASSIVO + CAP. PRÓPRIO	ESTADO E ENTES PÚBLICOS	0.000	250.714	250.714	250.714	250.714	250.714	250.714	250.714	250.714	250.714
	SÓCIOS E ASSOCIADAS										
	OUTROS CREDORES										
	ACRÉSCIMOS E DIFERIMENT.										
	total div. c/prazo										
	PASSIVO TOTAL	323.792.000	281.828.439	235.672.438	189.316.439	143.060.439	98.804.439	50.598.439	4.292.439	4.292.439	4.292.439

---

## **11. Rendibilidade do projecto**

### **11.1 Introdução**

A partir dos cash-flow líquidos anuais, aplicámos o critério de avaliação do Valor Líquido Actualizado - VLA para uma taxa de actualização de 8% e para o período em análise (10 anos de exploração).

### **11.2 Análise de sensibilidade à variação do preço do gás e ao preço da electricidade**

Em relação ao estudo efectuado consideram-se 2 situações que permitiram efectuar análises de sensibilidade ao projecto:

- a) aumento do preço do gás para o valor da termia do fuelóleo;
- b) em simultâneo com o aumento do preço do gás considerou-se uma deriva do preço da energia eléctrica de menos 2,5% durante os 4 primeiros anos de exploração.

Apresentamos no fim do capítulo os quadros respeitantes aos mapas de determinação dos fluxos financeiros referentes às análises de sensibilidade.

No gráfico apresenta-se a variação do VLA em função da taxa de actualização para os 3 casos considerados.

Conforme se verifica do quadro resumo a variação da Taxa Interna de Rentabilidade - TIR sofre uma variação de 21,7% da solução base para 16,2 % na solução mais desfavorável que é aquela em que em simultâneo se verificam o aumento do preço do gás e a deriva do preço da energia eléctrica de menos 2,5% durante os 4 primeiros anos de exploração.

---

	VLA (MPTE)	TIR (%)
Solução Base	310	21,7
Aumento do Preço do Gás	259	20,2
Aumento do Preço do Gás + Redução do Preço da Energia Eléctrica	172	16,2

Dos valores do quadro podemos concluir que o projecto é de implementar, porque :

- do ponto de vista do VLA conclui-se que o investidor remunera a capital que mantém investido à taxa de 8 %, recupera o investimento e gera um excedente igual ao valor do VLA;
- o critério de decisão da TIR permite uma decisão favorável à implementação do projecto, quando a TIR é superior a uma aplicação alternativa, que considerámos ser os Títulos da Dívida Pública, assim podemos concluir que mesmo na solução mais desfavorável a TIR é superior à taxa de juro da aplicação alternativa para os capitais próprios .

MAPA DE FLUXOS FINANCEIROS - ÓPTICA ECONÓMICA - Solução Base

Áreas	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
RESULTADO DE EXPLORAÇÃO	0.000	140.895.894	140.895.894	140.895.894	144.901.093	144.901.093	144.901.093	144.901.093	144.901.093	144.901.093	144.901.093
EFEITO FISCAL	0.000	56.569.701	56.569.701	56.569.701	58.177.789	58.177.789	58.177.789	58.177.789	58.177.789	58.177.789	58.177.789
AMORTIZ. + PROVISÕES EXERCÍCIO		39.885.199	39.885.199	39.885.199	35.880.000	35.880.000	35.880.000	35.880.000	35.880.000	35.880.000	35.880.000
(1) MENOS LIBERTOS DO PROJECTO	0.000	124.211.392	124.211.392	124.211.392	122.603.304	122.603.304	122.603.304	122.603.304	122.603.304	122.603.304	122.603.304
(2) DESINV. FUNDO MANEIO NECESSÁRIO	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
(3) DESINV. CAPITAL FIXO	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
(4 = 1 + 2 + 3) TOTAL RECURS. FINANCEIROS	0.000	124.211.392	124.211.392	124.211.392	122.603.304	122.603.304	122.603.304	122.603.304	122.603.304	122.603.304	122.603.304
(6) INVEST. FUNDO MANEIO NECESSÁRIO	0.000	31.742.872	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
(6) INVEST. CAPITAL FIXO	462.560.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
(7 = 6 + 8) TOTAL NECESSID. FINANCEIRAS	462.560.000	31.742.872	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
(8 = 4-7) CASH FLOW ANUAL	-462.560.000	92.468.519	124.211.392	124.211.392	122.603.304	122.603.304	122.603.304	122.603.304	122.603.304	122.603.304	122.603.304
(8 = 4-7) CASH FLOW ACUMULADO	-462.560.000	-370.091.481	-245.880.089	-121.668.697	934.607	123.537.911	246.141.215	368.744.520	491.347.824	613.951.128	736.554.432

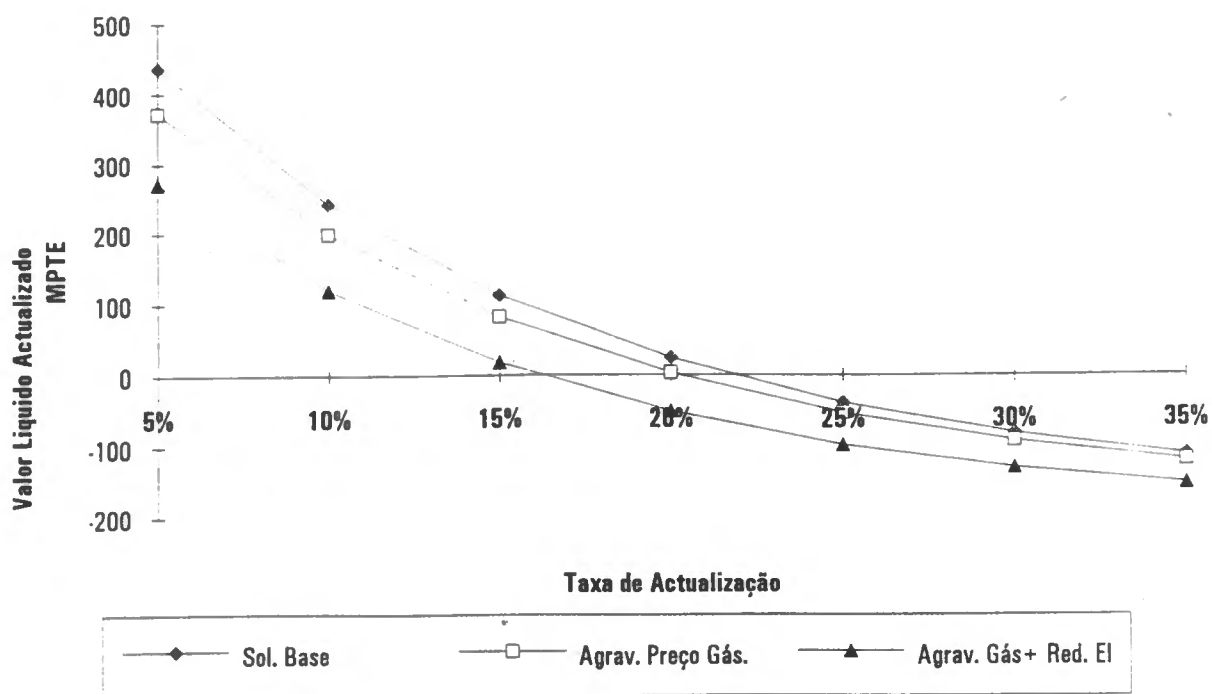


MAPA DE FLUXOS FINANCEIROS - ÓPTICA ECONÓMICA - Sensibilidade ao aumento do preço do gás

	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
RESULTADO DE EXPLORAÇÃO	0.000	118.699.866	118.699.866	118.699.866	122.705.065	122.705.065	122.705.065	122.705.065	122.705.065	122.705.065	122.705.065
EFEITO FISCAL	0.000	47.657.996	47.657.996	47.657.996	49.266.084	49.266.084	49.266.084	49.266.084	49.266.084	49.266.084	49.266.084
AMORTIZ. + PROVISÕES EXERCÍCIO		39.885.199	39.885.199	39.885.199	35.880.000	35.880.000	35.880.000	35.880.000	35.880.000	35.880.000	35.880.000
(1) MEIOS LIBERTOS DO PROJECTO	0.000	110.927.069	110.927.069	110.927.069	109.318.981	109.318.981	109.318.981	109.318.981	109.318.981	109.318.981	109.318.981
(2) DESINV. FUNDO MANEIO NECESSÁRIO	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
(3) DESINV. CAPITAL FIXO	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
(4 - 1 + 2 + 3) TOTAL RECURS. FINANCEIROS	0.000	110.927.069	110.927.069	110.927.069	109.318.981	109.318.981	109.318.981	109.318.981	109.318.981	109.318.981	109.318.981
(5) INVEST. FUNDO MANEIO NECESSÁRIO	0.000	29.156.155	0.000	0.000	166.983	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
(6) INVEST. CAPITAL FIXO	462.560.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
(7 - 5 + 6) TOTAL NECESSID. FINANCEIRAS	462.560.000	29.156.155	0.000	0.000	166.983	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
(8 - 4 - 7) CASH FLOW ANUAL	-462.560.000	81.770.914	110.927.069	110.927.069	109.152.098	109.318.981	109.318.981	109.318.981	109.318.981	109.318.981	109.318.981
(8 - 4 - 7) CASH FLOW ACUMULADO	-462.560.000	-380.789.086	-269.862.017	-159.934.948	-49.782.850	59.536.131	168.855.112	278.174.093	387.493.075	496.812.056	606.131.037

MAPA DE FLUXOS FINANCEIROS - ÓPTICA ECONÓMICA - Sensibilidade ao Aumento do Preço do Gás e Redução de Preço da Energia Elétrica

Anos	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
RESULTADO DE EXPLORAÇÃO	0.000	114.328.525	110.066.467	105.910.962	105.864.543	101.914.215	101.914.215	101.914.215	101.914.215	101.914.215	101.914.215
EFEITO FISCAL	0.000	45.902.903	44.191.687	42.523.251	42.504.614	40.918.557	40.918.557	40.918.557	40.918.557	40.918.557	40.918.557
AMORTIZ. + PROVISÕES EXERCÍCIO		39.885.189	39.885.199	39.885.199	35.880.000	35.880.000	35.880.000	35.880.000	35.880.000	35.880.000	35.880.000
(1) MEIOS LIBERTOS DO PROJECTO	0.000	108.310.821	105.759.980	103.272.910	99.239.929	96.875.658	96.875.658	96.875.658	96.875.658	96.875.658	96.875.658
(2) DESINV. FUNDO MANEIO NECESSÁRIO	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
(3) DESINV. CAPITAL FIXO	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
(4 - 1 - 2 - 3) TOTAL RECURS. FINANCEIROS	0.000	108.310.821	105.759.980	103.272.910	99.239.929	96.875.658	96.875.658	96.875.658	96.875.658	96.875.658	96.875.658
(5) INVEST. FUNDO MANEIO NECESSÁRIO	0.000	28.609.737	-532.757	-519.438	-339.569	-493.791	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
(6) INVEST. CAPITAL FIXO	462.560.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
(7 - 5 - 6) TOTAL NECESSID. FINANCEIRAS	462.560.000	28.609.737	-532.757	-519.438	-339.569	-493.791	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
(8 - 4 - 7) CASH FLOW ANUAL	-462.560.000	79.701.084	106.292.737	103.792.348	99.579.498	97.369.449	96.875.658	96.875.658	96.875.658	96.875.658	96.875.658
(8 - 4 - 7) CASH FLOW ACUMULADO	-462.560.000	-382.858.916	-276.566.178	-172.773.830	-73.194.333	24.175.116	121.050.774	217.926.431	314.802.089	411.677.746	508.553.404



---

## **12. Financiamento do investimento, incentivos e subsídios**

### **12.1 Introdução**

Para desenvolver o projecto há que garantir a disponibilidade dos recursos necessários através do financiamento do projecto.

Vamos aqui referir os financiamentos de médio e longo prazo que vão permitir suportar as despesas de investimento em capital fixo corpóreo ou incorpóreo.

Existem diversas formas de financiar um projecto de investimento, recorrendo a vários tipos de recursos financeiros que existem à disposição do investidor, de que salientamos:

- capital social;
- autofinanciamento;
- empréstimos bancários de médio e longo prazo;
- créditos de fornecedores de equipamento a médio e longo prazo;
- sociedades de capital de risco;
- o leasing;
- o financiamento por terceiros;
- subsídios públicos a fundo perdido ou com reembolso e período de carência.

Vamos prestar especial atenção ao financiamento de investimentos no sector público.

### **12.2 Financiamento de Projectos no Sector Público**

#### **12.2.1 Considerações Gerais**

As entidades públicas têm muito menos possibilidades de receber empréstimos que as empresas privadas. A actividade de receber

---

empréstimos pelo sector público é rigorosamente restringido e vigiado pelo poder central.

Os financiamentos para os projectos de investimento são concedidos de forma directa pelos fundos públicos através do Plano de Investimentos e Despesas de Desenvolvimento da Administração Central.

Assim, uma forma de garantir o financiamento de projectos de investimento no sector público na área da energia poderia ser o Financiamento por Terceiros, caso não fosse os entraves colocados pela legislação em vigor, de que salientamos:

- para adquirir bens, serviços ou obras, o procedimento geral requiere a realização de concursos públicos ou limitados, ou a adjudicação por ajuste directo. No caso de ajuste directo, este deverá ser precedido de consultas a pelo menos 3 entidades concorrentes no mercado com o virtual adjudicatário.

### **12.3 O Financiamento por Terceiros**

O Financiamento por Terceiros corresponde a um contrato em que se incluem os serviços de auditoria, instalação, ensaios, operação e manutenção de equipamentos, incluindo o financiamento global, na base de um fornecimento chave na mão e em que, os custos são pagos pelas economias energéticas conseguidas através dos equipamentos instalados.

A associação do financiamento aos serviços prestados, permite a realização de acções de eficiência energética através de uma terceira entidade que dispõe dos meios financeiros e do conhecimento técnico.

A aplicação do Financiamento Por Terceiros ao sector público apresenta algumas dificuldades:

- os pagamentos são efectuados numa base de economias e não custos;
- a realização de auditoria e de estudo prévio, com o objectivo de quantificar as economias a conseguir com os investimentos a realizar,

- 
- apresentam custos que não são comportáveis para a simples apresentação de propostas a concurso;
  - a apresentação de um estudo prévio em concurso público acarreta o risco de divulgação pública de processos tecnológicos e de "know-how" .

#### **12.4 A solução proposta**

No nosso caso vamos supor que o hospital pretende entregar a gestão das utilidades a uma empresa de serviços especializada, com o objectivo de conseguir uma gestão mais racional dessas utilidades.

A empresa seleccionada, nos termos do concurso realizado e de acordo com a sua proposta, efectuará um investimento para economia de energia nas instalações do hospital.

A prestação de serviços incluirá toda a gestão do sector de utilidades incluindo o fornecimento de todos os combustíveis e matérias primas, assim como o pagamento das facturas de energia eléctrica e o investimento proposto em economia de energia.

O valor do pagamento pela prestação de serviços é estabelecido na proposta, tendo como base os consumos e preços da energia à data, e prevê revisões anuais, em cuja formula entram as derivas dos preços da energia, as variações dos índices de preços de outros consumíveis e da mão de obra.

As economias de energia, durante a vigência do contrato, irão desta forma poder pagar, o investimento, os encargos financeiros. No final do contrato a propriedade dos equipamentos instalados pela empresa de prestação de serviços transitará para o hospital.

Esta fórmula ultrapassa o âmbito do Financiamento por Terceiros, e requiere uma sociedade que possua as capacidades necessárias para todo o âmbito do contrato.

---

## **12.5 Incentivos e subsídios**

As políticas de incentivos ou a existência de quaisquer benefícios são utilizados para estimular ou orientar o investimento para uma determinada área ou sector.

É de salientar que qualquer investimento possui um efeito multiplicador na economia, e cujos efeitos podem justificar o valor do incentivo.

Os capitais utilizados nos incentivos podem ser renovados pelo sistema, como no caso de reembolso com ou sem período de carência, o que permite manter a renovação do stock de capital.

Recentemente saiu legislação, que altera o Sistema de Incentivos à Utilização Racional de Energia (SIURE), e que se insere na estrutura do Programa Energia

### **O Novo Quadro Institucional**

O quadro institucional passou a ser constituído pelos seguintes documentos:

- Decreto-Lei nº 195/94 de 19 de Julho que cria o Programa Energia;
- Resolução do Conselho de Ministros nº 68/94 de 11 de Agosto, define e caracteriza os regimes de apoio e o Sistema de Incentivos;
- Decreto-Lei nº 35/95 de 11 Fevereiro de enquadramento geral e que altera o Decreto-Lei nº 188/88 (Sistema de Incentivos à Utilização Racional de Energia - SIURE);
- Despachos Normativos publicados na Diário da República nº 55 de 6 de Março de 1995.

---

## A aplicação aos edifícios não-residenciais

O domínio de intervenção de acções de Utilização Racional de Energia (URE) nos edifícios, constitui uma das áreas do SIURE, com a nova redacção que lhe foi dada pelo Decreto-Lei nº 35/95 de 11 Fevereiro, e que foi regulamentada pelo Despacho Normativo nº 11-C/95 de 24 de Fevereiro.

A URE nos edifícios destina-se a incentivar as acções de URE para a manutenção das condições ambientais em edifícios não-residenciais novos ou a reabilitar, assim como nos respectivos sistemas de climatização.

Este domínio de intervenção é aplicável a entidades públicas e privadas.

Os projectos de investimento podem ser aplicados: à recuperação de edifícios não-residenciais existentes e aos respectivos sistemas de climatização, com o objectivo de reduzir os consumos de energia associados à climatização; e, ou à instalação de equipamentos de produção combinada de calor e de electricidade.

- Para os projectos de investimento, de recuperação térmica de edifícios ou de instalação de novos sistemas de climatização, o incentivo reveste-se sob a forma de um subsídio a fundo perdido no valor de 25% a 40% das aplicações relevantes até ao limite 100 000 000 escudos. A taxa de comparticipação é definida em função dos parâmetros objectivos de avaliação dos projectos.
- Para a instalação de sistemas de produção combinada de calor e de electricidade o incentivo reveste a forma de um subsídio reembolsável a taxa de juro nula e tem o valor máximo de 20% do valor de investimento elegível até ao limite de 150 000 000 escudos.

Os projectos considerados "excelentes", e aos quais tenham sido atribuídos subsídios reembolsáveis, poderá ser atribuído um prémio de realização, que é constituído pela transformação de todo ou de parte do subsídio reembolsável em subsídio a fundo perdido.



---

O limite máximo dos incentivos a conceder a uma mesma entidade é de 250 000 000 escudos.

Tendo em linha de conta que:

- o incentivo se reveste de um empréstimo, embora a taxa de juro nula,
- o incentivo tem um valor máximo de 20% do valor de investimento elegível,
- a parte respeitante à parcela de climatização, embora seja um subsídio a fundo perdido, a taxa de comparticipação está sujeita aos parâmetros objectivos de avaliação dum projecto mais amplo que inclui a recuperação térmica dos edifícios e a remodelação dos sistemas de climatização,

preferimos não considerar qualquer subsídio ao projecto.

---

## **13. Venda de Energia Eléctrica**

### **13.1 Introdução**

A energia eléctrica distingue-se dos outros produtos energéticos pela grande variabilidade da sua procura ao longo do tempo, e pela impossibilidade de sua armazenagem.

A procura de energia eléctrica varia de forma significativa ao longo do dia e ao longo do ano, de acordo com a actividade económica e com as condições climatéricas.

A oferta de energia eléctrica é constituída, em cada momento, pela quantidade de energia eléctrica que pode ser produzida por um parque de centrais eléctricas. Como os meios de produção são diferentes compreende-se que o custo do fornecimento de uma unidade de energia seja diferente e dependa do período dia em que é solicitada.

A adequação da oferta à procura é por vezes delicada, porque a oferta está sujeita a incertezas probabilísticas, como sejam o grau de incerteza das afluências de água às albufeiras das centrais hidroeléctricas e os incidentes imprevisíveis que imobilizam as centrais térmicas.

A missão de serviço público é o de satisfazer a procura ao menor custo, mas a procura não é prevista com elevado grau de certeza e os meios de produção de energia não são de forma alguma infalíveis. Os meios para a produção de energia eléctrica para satisfazer imediatamente a procura em qualquer momento e em qualquer circunstância, obrigaria a sobre-dimensionar a capacidade de produção instalada, com elevados custos a suportar pela colectividade.

## 13.2 Estrutura Institucional

A estrutura estabelecida pelo Decreto-Lei nº 99/91 para o sector eléctrico prevê a coexistência, no seio do sistema eléctrico nacional, de duas formas de organização.

A primeira forma de organização dita vinculada é corporizada no sistema eléctrico de abastecimento público (SEP), constituído por: uma rede nacional de transporte de energia eléctrica (RNT), que é explorada em regime de concessão de serviço público, e que compreende, para além da rede de transporte, a rede de interligação e o despacho nacional; e as entidades que, em regime de contrato, se vinculam ao sistema, quer sejam produtores quer sejam distribuidores.

A segunda forma de organização baseada em licenças não vinculadas, para quem pretenda exercer as actividades de acordo com a licença, para uso próprio ou de terceiros. A actividade dentro desta estrutura organizativa será exercida em regime de concorrência.

O Decreto-Lei nº 99/91 estabelece ainda o regime de "open access" , o qual permite o uso das instalações e das redes integrantes do sistema através de acordo prévio entre as partes intervenientes, de forma a evitar eventuais duplicações de investimentos.

O Decreto-Lei nº 100/91 regulamenta a actividade de produção de energia eléctrica em centrais de potência aparente instalada superior a 10 MVA.

Os centros produtores com mais de 10 MVA instalados, vinculados ou não, são despachados centralizadamente, tendo presente uma ordem de mérito dos custos de produção.

O Decreto-Lei nº 189/88 estabelece o estatuto de produtor independente, que permite assegurar ao produtor o escoamento da sua produção para a rede pública a um preço pré-determinado (o da tarifa do nível de tensão imediatamente superior ao nível de tensão da entrega).

---

O decreto-lei abre o acesso à produção independente aos agentes que possuam: centrais de produção de energia eléctrica até 10 MVA de potência aparente em que sejam utilizadas energias renováveis ou recursos endógenos, e àqueles que recorram à produção combinada de calor e electricidade.

As instalações de produção combinada de calor e electricidade, que utilizam produtos petrolíferos, vieram a ser limitadas em potência aos 10 MW pelo Decreto-Lei nº 359/90.

O Decreto-Lei nº 189/88 consagra ainda a a garantia do estado que cobre a energia produzida durante os primeiros 8 anos do prazo de amortização a um preço de compra com limite inferior garantido.

Este decreto-lei estabelece ainda, o princípio da não-resposta positiva, i. é, o deferimento tácito, tendente à aceleração dos processos das obras hidroeléctricas e a declaração de sector prioritário para todos os efeitos previstos na legislação sobre investimento estrangeiro e transferência de tecnologia.

A Portaria do M.I.E. nº 305/90 fixa a correspondência entre o disposto sobre tarifas de venda e garantia do estado (no Decreto-Lei nº 189/88) e o regime de preços de energia eléctrica, consubstanciado no sistema tarifário celebrado por convenção. A Portaria do M.I.E. nº 416/90 estabelece os termos do contrato-tipo de compra de energia eléctrica pela EDP, bem como do protocolo de exploração que lhe é anexo.

Uma reflexão sobre os textos até aqui referidos permite-nos concluir da existência de áreas de sobreposição legislativa (caso dos Decretos-Lei 189/88 e 100/91), a exigirem melhor definição e clarificação, bem como da existência de situações não reguladas, deixadas totalmente na dependência das regras do funcionamento do mercado <sup>1</sup> (ex.: contraste no

---

<sup>1</sup> Esta situação carece de regulamentação dado que as regras de funcionamento do mercado não são, neste âmbito, eficazes pois existe apenas um cliente (o SEP) que é, ao mesmo tempo, produtor - e logo, concorrente.

O problema coloca-se, primordialmente, ao nível dos sistemas de cogeração.

---

dispositivo normativo dirigido a potência instalada superior e inferior a 10 MVA).

A definição do conceito de cogeração invocada é também objecto de crítica, a sugerir a sua revisão e aprofundamento, por forma a garantir a adequação da produção combinada de calor e energia eléctrica à observância dos rácios técnicos susceptíveis de traduzir a melhor eficiência do projecto, e, por consequência, o melhor aproveitamento da energia primária despendida.

### **13.3 Produção de Energia Eléctrica**

#### **13.3.1 Produção de Energia Eléctrica pelo S. E. P.**

A produção de energia eléctrica produzida pelo o S. E. P. (sistema eléctrico de abastecimento público) tem os custos de produção estabelecidos do seguinte modo:

##### **Encargos de potência**

- Remuneração e amortização dos investimentos iniciais e adicionais;
- Combustível armazenado devido aos requisitos de funcionamento e às exigências legais de segurança;
- Encargos fixos de operação e manutenção.

---

## **Encargos de energia**

- Encargos de combustível relativos à energia fornecida;
- Encargos variáveis de geração de energia eléctrica;
- Encargos com a energia eléctrica entrada e consumida nas centrais;
- Encargos com arranques;
- Encargos de teleregulação;
- Encargos de bombagem;
- Encargos de compensação síncrona;
- Encargos de funcionamento como grupo isolado.

## **Encargos de transporte e distribuição**

Aos encargos de produção ainda acrescem os encargos de transporte e distribuição que incluem em cada caso:

- Remuneração e amortização dos investimentos iniciais e adicionais;
- Encargos fixos e variáveis de operação e manutenção.

### **13.3.2 Produção de Energia Eléctrica por uma Instalação de Cogeração**

A produção de energia eléctrica produzida pela instalação de cogeração tem os seguintes custos de produção:

#### **Encargos fixos**

- Remuneração e amortização dos investimentos iniciais e adicionais;
- Combustível armazenado ;
- Encargos fixos de operação e manutenção.

#### **Encargos variáveis**

- Encargos de combustível relativos à energia fornecida;
- Encargos variáveis de operação e manutenção.

---

### 13.3.3 Nota final sobre os custos de produção

Os custos de produção de energia pelo SEP apresentam uma estrutura em que os encargos de potência são referidos a um número de horas de disponibilidade garantida. A garantia dessa disponibilidade vai originar no futuro sobrecustos na rápida reparação de avarias, mesmo nas centrais ditas de reserva, com reflexos no custo do kWh produzido.

## 13.4 Análise Institucional

A legislação em vigor, embora existam alterações ainda não publicadas, permite no caso das instalações de produção simultânea de calor e energia eléctrica, que a energia remanescente do auto-produtor venha a ser adquirida pelo SEP, em situação vantajosa.

As vantagens podem-se colocar a 3 níveis:

Ao nível da redução do consumo da energia primária, resultante do rendimento da solução implementada.

Ao nível do diferimento dos investimentos necessários à construção de novos centros produtores de energia eléctrica por parte do SEP, que só se pode verificar se existe uma garantia de fornecimento por parte das instalações de cogeração.

Ao nível do auto-produtor que obtém uma compensação pela venda da energia remanescente e que lhe permite ainda manter a instalação a funcionar nas condições de melhor rendimento e o número de horas conveniente do ponto de vista económico. A interligação à rede eléctrica nacional apresenta ainda a vantagem ao auto-produtor de estabilização da frequência, devido à regulação que se consegue na correcção automática de desequilíbrios de produção-consumo, devido às variações bruscas no consumo ou às perdas de produção

---

A venda directa de energia eléctrica por produtores não vinculados e a utilização da rede pelos produtores ou consumidores não vinculados, previstas no Decreto-Lei 99/91, ainda não se encontram regulamentadas.

### **13.5 Análise da opção de venda da Energia Eléctrica remanescente ao SEP**

A interligação "produtor-rede" confere reversibilidade ao fluxo eléctrico, i.é, o produtor pode ser importador, exportador, ou bastar-se a si próprio.

No conceito exportador, a remuneração atribuível ao kWh colocado, deve reflectir os custos de longo prazo evitados ao SEP (encargos de potência e de energia) e valorizar a oferta de acordo com a tensão de entrega, a hora, o período do ano, o local e a qualidade. Em contexto de tarifação ao custo médio, a definição e medição dos custos invocados revela-se difícil e controversa (resultaria inequívoca em ambiente de tarifação ao custo marginal, se disponível).

Na situação actual, a remuneração é valorizada apenas em função da tensão de entrega, da hora e do período do ano.

No conceito importador, a distinção entre electricidade complementar ("top-up") e potência de "back-up" fará tanto maior sentido quanto maior for o peso da parcela fixa no cálculo da tarifa. A primeira surgindo, por exemplo, quando uma redução de necessidade de vapor faz baixar a carga do grupo, a última na sequência de uma paragem imprevista.

A tarifação de electricidade complementar assumiria o valor aplicável em igualdade de circunstâncias a não-produtores, enquanto a potência de "back-up" deveria ser objecto de um tratamento bastante mais complexo. A ideia subjacente seria a de uma Autoridade Reguladora promover por convenção a quantificação da fracção da capacidade (de produção de electricidade cogerada) instalada susceptível de indisponibilidade, em elevado grau de probabilidade, e a repartição (entre instalações



---

cogeradoras) dos custos inerentes à implementação da respectiva potência de reserva.

Por outro lado o auto-produtor poderia garantir, de acordo com uma programação semanal, mensal e anual, a sua produção, permitindo ao SEP conhecer com antecedência a produção dos auto-produtores.

Tendo presente o actual ambiente de contenção de consumos e a necessidade de uma correcta alocação de recursos, há conveniência em obstar a uma sobre-capacidade de produção de energia eléctrica instalada.

O SEP não tem interesse em adquirir a energia eléctrica das instalações não despacháveis (que no seu conjunto representem uma potência significativa) por duas razões principais:

- Devido à estrutura dos contratos de aquisição de energia do SEP, a disponibilidade garantida obriga ao pagamento do encargo de potência ao centro produtor vinculado.
- A energia remanescente das instalações dos auto-produtores, que entra na rede pode obrigar a reduções de carga ou paragem de grupos produtores vinculados, especialmente nas horas de vazio.

Nas horas de ponta o SEP tem maior interesse na energia remanescente, mas esta é certamente em menor quantidade pois as horas de ponta da rede eléctrica nacional coincidem com a maior actividade produtiva do auto-produtor.

O preço pago pela energia remanescente deve reflectir o custo evitado de longo prazo, como este é difícil de obter da rede eléctrica nacional, o melhor critério é o do tarifário público, que é suposto reflectir o custo evitado de longo prazo.

Mas considerando que o tarifário usado é apenas o das médias utilizações, torna-se propício a que o preço da energia eléctrica baixe nessa gama de acordo com as conveniências do SEP de forma a desincentivar a venda de energia eléctrica por parte dos auto-produtores.

---

Assim a entidade reguladora surgiria ainda no quadro da necessidade de promoção do consenso tarifário, por um lado, e na tentativa de colocar em campo independente, por outro lado, a verificação das condições técnicas e de segurança a que deve obedecer a interligação (afastamento de eventuais barreiras artificiais do lado do SEP).

### **13.6 Nota final**

Uma última nota, após a estabilização dos consumos de gás natural, a concessionária será tentada em tarificar o gás natural ao preço de uso. Os auto-produtores serão obrigados a dispor de sistemas de queima com multi-combustível, para não se tornarem consumidores cativos e não ficarem sujeitos a aumentos de preço, do combustível, que inviabilizem economicamente a sua instalação.

---

## **14. Impacto Macroeconómico**

### **14.1 Introdução**

Todos os projectos de investimento causam impactes resultantes da sua implementação. Os projectos da área energética, para além dos impactes na economia e no desenvolvimento da sociedade, tem impactos específicos como sejam a:

- a diversificação de fontes de energia primária com a substituição de combustíveis, e podendo desta forma também conseguir uma maior segurança de abastecimento, e
- o impacto sobre o ambiente, este foi já abordado no balanço ambiental.

No caso presente vamos analisar o impacto macroeconómico visto que o efeito da substituição de combustível no balanço energético é uma substituição pontual que se integra numa substituição mais vasta resultante da introdução do gás natural.

### **14.2 Impacte Macroeconómico**

A determinação do efeito que um investimento realizado num determinado sector vai introduzir em todos os outros sectores da economia pode ser determinado utilizando a matriz de relações intersectoriais de Leontief.

Para a análise a efectuar vamos utilizar as Contas Nacionais de 1989, ultimo ano com valores disponíveis.

O quadro base para a análise é o quadro de Transacções o qual contém os fluxos económicos (em valor) que ocorreram na economia portuguesa durante o ano escolhido como base.

O quadro é dividido em quatro quadrantes.

No lado esquerdo encontram-se os consumos produtivos (inputs), e no lado esquerdo as vendas aos sectores de procura final. Cada parte é ainda subdividida para separar consumos intermédios dos factores de produção (ou inputs primários).

Assim:

O primeiro quadrante inclui os fluxos económicos de bens e serviços que são consumidos no sector produtivo. Este quadrante constitui a matriz dos consumos intermédios ou produtivos.

O segundo quadrante contém os constituintes da procura final para cada sector. Este quadrante é a matriz da utilização final.

O terceiro quadrante inclui os consumos primários do sector produtivo. Este quadrante forma a matriz dos factores de produção.

O quarto quadrante contém os consumos primários que são consumidos directamente pelos sectores da procura final.

Ou seja:

	Procura Intermédia	Procura Final	Procura Total
Consumo Intermédio	1º Quadrante	2º Quadrante	Vector de procura
Consumo Primário	3º Quadrante	4º Quadrante	Vector de procura
Consumo Total	Vector do Consumo Intermédio	Vector do Consumo Final	

---

Para a nossa aplicação vamos restringirmos às matrizes apresentadas de uma forma esquemática no quadro seguinte:

C	Y	X
Z		
X		

e que representam:

[C] - Matriz do consumo intermédio,

[Y] - Matriz da utilização final,

[Z] - Matriz dos factores de produção,

X - os vectores de consumo e procura total que são iguais

A partir da matriz do consumo intermédio pode-se determinar a matriz dos consumos unitários, dividindo cada elemento da matriz do consumo intermédio pelo respectivo elemento do vector de consumo total:

$$c_i / x_i \rightarrow [A]$$

De igual modo, a partir da matriz dos factores de produção podemos calcular a matriz dos factores de produção unitários:

$$z_i / x_i \rightarrow [F]$$

Com base nas matrizes dos consumos unitários (ou dos coeficientes técnicos) e dos factores primários unitários podem estabelecer-se as seguintes relações:

$$X = [A] X + Y \rightarrow [I - A] X = Y \quad \text{ou seja} \quad X = [I - A]^{-1} Y$$

e,

$$Z = [F] X \rightarrow Z = [F] [I - A]^{-1} Y$$

---

Recorrendo a este processo podemos a partir de um acréscimo  $\Delta y$  no investimento verificar o efeito no sistema económico.

Vamos considerar que o investimento, no valor de 462 560 000 escudos, é realizado pelo ramo de actividade 42 - Serviços Prestados às Empresas.

Para o efeito vamos utilizar a matriz das Contas Nacionais de 1989.

Para a determinação dos coeficientes técnicos efectuamos as seguintes modificações à matriz dos consumos intermédios:

- procedemos à eliminação das linha e coluna 33 correspondentes ao ramo do Comércio que não entra como actividade produtiva;
- procedemos de igual modo à eliminação das linha e coluna 50, pois a coluna 50 apenas recebe os inputs dos bancos, sendo anulada no Valor Acrescentado Bruto, não contribuindo para o total de inputs.

Da simulação efectuada chegaram-se aos seguintes resultados (valores em contos):

VAB	71 761,6
Transfs	- 442,1
V. Resids	456,3
Importações	276 089,3
Imp. s/ Importações	6 309,5
Margens de Com.	88 098,8
IVA	20 285,6

Dos resultados sobressai o aumento do VAB, das margens de comercialização e das receitas para o Estado.

Os resultados dos acréscimos no vector de procura são apresentados em anexo.

---

## 15. Conclusões

Do estudo técnico-económico efectuado, para o projecto de instalação de uma turbina a gás com caldeira de recuperação de calor e utilizando o calor sobran­te para alimentar um arrefecedor de absorção, podemos retirar algumas conclusões:

A solução do ponto de vista técnico é satisfatória pois permite uma autonomia do ponto de vista de energia eléctrica, uma satisfação de grande parte das necessidades de calor e o aumento do conforto dos doentes e funcionários do hospital;

Quanto à incidência ambiental do projecto verificam-se reduções significativas de emissões poluentes no que respeita às de anidrido carbónico, de óxidos de enxofre e partículas. A única emissão gasosa em que não se verifica redução é a que diz respeito aos óxidos de azoto;

Do ponto de vista da viabilidade económico-financeira optámos por efectuar uma análise a preços constantes e na óptica económica.

Na perspectiva de análise de sensibilidade, optámos por fazer variar o preço do gás natural para o valor da térmia do fuelóleo, por um lado e cumulativamente considerar uma deriva de -2,5% no preço da energia eléctrica por outro. De notar que o caso de só haver redução do preço da energia eléctrica, não foi no final considerado por duas razões: o aumento do preço do gás é muito provável; e o efeito de apenas fazer variar o preço da electricidade é um pouco mais gravoso que o do aumento do preço do gás do ponto de vista do VLA e da TIR.

Verificámos que com a taxa de actualização de 8% e na solução base chegamos a um VLA de 310 000 000 escudos e na solução de aumento de preço do gás e de redução no preço da energia eléctrica o VLA obtido é de 172 000 000 escudos. De salientar que o VLA é sempre positivo, o que garante a rendibilidade do projecto, para além disso os valores são elevados e são superiores a 35% do investimento em capital fixo.



---

A conclusão de rendibilidade do projecto é confirmada pela TIR, que é superior à taxa de juro de aplicação alternativa.

Quanto à venda de energia eléctrica (que representa um proveito), podemos considerar que é bastante menos interessante vender do que consumir em substituição da energia adquirida à rede.

A energia sobranete é vendida, ao monopsónio do SEP que por outro lado também é produtor. Na ausência de uma entidade reguladora independente o SEP procurará orientar o preço de compra, de forma que este torne a venda pouco interessante ao auto-produtor, especialmente nas horas de vazio.

Embora no futuro a energia eléctrica possa vir a ser vendida à distribuidora regional, a situação de um único comprador mantêr-se-à, em cada caso, continuando haver necessidade de uma entidade reguladora.

Na análise de impacte macroeconómico determinámos o efeito na economia do investimento. Verifica-se um efeito multiplicador do investimento nos vários sectores de actividade.

Podemos assim concluir as razões dos incentivos ao investimento. Os investimentos na área da Utilização Racional de Energia apresentam ainda como vantagem a economia no consumo de energia primária.



---

## **16. BIBLIOGRAFIA**

Listam-se seguidamente os livros, publicações e artigos consultados, no desenvolvimento dos diversos temas abordados neste trabalho, de que se destacam o projecto de instalações de AVAC (aquecimento, ventilação e ar condicionado), cogeração, energia, tarificação e análise de projectos de investimento.

**Abecassis, Fernando e Cabral, Nuno - Análise Económica e Financeira de Projectos, F. C. Gulbenkian, 3º Ed., Lisboa, 1992. 314 p.**

**Antão, Carlos - Motores Térmicos, AEIST, 1971, 286 p.**

**Arora, C. P. - Refrigeration and Air Conditioning, Tata McGraw-Hill, 1981, p. 726.**

**Barros, Carlos - Decisões de Investimento e Financiamento de Projectos, Edições Sílabo, 2ª Ed., Lisboa, 1991, 227 p.**

**Barros, Carlos e Barata, Joaquim - A Taxa de Actualização do Consumo em Portugal, Estudos de Economia Vol. VII nº3 Abr.-Jun., 1987, p. 249 a 269.**

**Beltran, José e Martinez, Germán - A revue of cogeneration equipment and selected instalations in Europe, Comissão das Comunidades Europeias, DG XVII. Programa THERMIE, IVEN-Valencia, Espanha, 1992, 20 p.**

**Bergman, K. e outros - Turbinas de gas o motores Diesel para una planta de cogeneracion ?, Cogeneration '92, Madrid 28-30 de Outubro de 1992, 12 p.**

**Boissenin, Y. - La Cogeration et les Économies d'Energie, La Technique Moderne nº1-2, 1993, p. 9 a 16.**

---

**Branco, Jesus - Composição Química dos Gases de Combustão de Combustíveis Fósseis, EDP- DOET/ETEG-Q, Rev. A.,1991, 9 p.**

**Butler, Charles - Cogeration: Engineering, Design, Financing, and Regulatory Compliance, McGraw-Hill, 1984, 443 p.**

**Carvalho, Verónica; Barroso, Valentino e Caeiro, José - Metodologia de avaliação dos impactes originados pela integração no sistema electroprodutor nacional de uma central termoelétrica a carvão. Aplicação ao caso da Central do Pego, Trabalho de Seminário II, Mestrado em Economia e Política da Energia e do Ambiente, ISEG, 1992, 60 p.**

**Carvalho, L. Gonzaga - Cogeração de Calor e de Electricidade pelo Sistema de Contrapressão, Ingenium nº 41, O. E., Lisboa, Junho de 1990, p. 44 a 58.**

**Chatelain, M. - Tarification du Gaz, E. A. T. G., 1989, 14 p.**

**Chevalier, Jean-Marie e outros - Economie de l'Energie, Presses de la Foundation Nationale des Sciences Politiques & Dalloz, 1986, 366p.**

**Cousin, Yves - Negociation et vie des contrats d'approvisionnement de gaz naturel, Revue de l'energie nº 402, maio de 1988, p. 335 a 338.**

**Duclos, A. - La cogénération en France - Etat de l'art, Revue Générale de Thermique nº383, novembro de 1993, p. 579 a 584.**

**EDP - Revista EDP, número especial, julho de 1994.**

**EDP - Sistema Tarifário de Venda de Energia Elétrica, Lisboa, 1994, 27 p.**

**Gas Turbine World - The 1992-93 Handbook, Pequot Publishing, 1992.**

---

**Gas Turbine World - The 1993-94 Handbook, Pequot Publishing, 1993.**

**Gonçalves, João e outros - Análise da incidência ambiental da expansão previsível do sistema electroprodutor da rede pública no âmbito dos trabalhos do Plano Energético Nacional, EDP - DOET/ETSA e DPL, Junho de 1991, 46 p.**

**Grenon, Michel e Hafner, Manfred - Approvisionnements lointains en gaz naturel pour l'Europe, Revue de l'energie nº 454, dezembro de 1993, p. 772 a 783.**

**Guindo, Javier - El gasoducto Argelia-Marruecos-Europa, Energia, mayo/junio 1994. p.73 a 78.**

**Horlock, J. H. - Cogeneration: Combined Heat and Power - Thermodynamics and Economics, Pergamon Press, 1978, 210 p.**

**ICIE - Small-scale cogeneration in non-residential buildings, Comissão das Comunidades Europeias, DG XVII. Programa THERMIE, ICIE-Roma, Itália, 1992, 21 p.**

**International Financial Statistics, FMI, Junho, 1994.**

**Lefevre, Marc - Le prix du gaz naturel, des tarifs conçus pour la clientèle, Revue de l'energie nº 402, maio de 1988, p. 340 a 342.**

**Napier, G. P. e Phaneuf, D. J. - Factores condicionantes medioambientales y su incidencia en la cogeneracion, Cogeneration '92, Madrid 28-30 de Outubro de 1992, 20 p.**

**O'Connor, R. e Henry, E. - Análise Input-Output e suas Aplicações, Edições 70, 1982, 228 p.**

**Percebois, Jacques - Economie de l'Energie, Economica, 1989, 689 p.**

**Plano Energético Nacional, I.1 - Análise Global da Procura de Energia. 1980 - 1987, MIE - Secretaria de Estado da Energia, Lisboa, 1990.**

---

**Plano Energético Nacional, I.6 - Utilização Racional de Energia. 1980 - 1987, MIE - Secretaria de Estado da Energia, Lisboa, 1990.**

**Pratt's Oilgram Price Report, Volume 72, números de Julho e Agosto de 1994.**

**Rentz, O. e Dorn, R. - Last years progress made in NO<sub>x</sub>/SO<sub>2</sub> removal in power plants in countries such as Japan, USA, Germany and Netherlands, future demand on pollutants reduction at european power plants - Emission standards, processes, Institute for Industrial Production, 1992, 39 p.**

**Revue de l'energie nº 407 - Documents: La formation comparée des prix du pétrole et du gaz, Dezembro 1988, p. 781 a 783.**

**Schorr, Marvin M. - NO<sub>x</sub> emission control for gas turbines: a 1991 update on regulations and technology, Turbomachinery International, Sop/Oct e Nov/Dec, 1991. p 24 a 30 e 28 a 36.**

**Sugden, Robert e Williams, Alan - Análise de Projectos- Determinação do Custo- Benefício, RÉS, Lisboa, 383 p.**

**Tozer, Robert - Refrigeracion por absorcion, Cogeneration '92, Madrid 28-30 de Outubro de 1992, 14 p.**

**Vicens, Salvador Isern - La absorcion como complemento de la cogeneracion en el sector terciario, Cogeneration '92, Madrid 28-30 de Outubro de 1992, 11 p.**

**Walshe, G. e Daffern, P. - Managing Cost Benefit Analysis, Macmillan, 1990, 286 p.**

**Zani, Angelo e outros - Small-scale cogeneration in non-residential buildings, Comissão das Comunidades Europeias, DG XVII. Programa THERMIE, ICIE-Roma, Itália, 1992, 215 p.**

---

**ANEXO I.**

**DETERMINAÇÃO DOS CONSUMOS DE ENERGIA DUM HOSPITAL**

**A1.1 Consumidores de Energia**

Vamos começar por listar os principais consumidores de energia num hospital:

**Fornecimentos de Calor**

Aquecimento de ambiente	80 °C
Ar Condicionado	7 °C
Água quente	45 °C
Esterilização	140 °C
Lavandaria	180 °C
Catering	90 °C
Lavagens	90 °C

**Fornecimentos Eléctricos**

Refrigeração de alimentos	0 °C
Congelação de alimentos	de - 20 °C a - 40° C
Iluminação	
Força Motriz	
Gerador de Emergência	

A1.2 Consumo Específico

Vamos agora considerar um complexo hospitalar, constituído por vários edifícios, localizado na latitude de Lisboa, com 1350 camas e as seguintes consumos energéticos específicos (considerando um clima temperado):

Consumo anual específico de energia térmica por cama:	
- para usos técnicos	46,05 GJ
- para aquecimento	37,67 GJ
Total	83,72 GJ

Fonte: Small-scale cogeneration in non-residential buildings - Thermie

Consumo anual específico de energia eléctrica por cama:	
Consumo	3 MWh
Potência eléctrica requerida	0,7 kW

Fonte: Small-scale cogeneration in non-residential buildings - Thermie

Para o nosso caso temos os seguintes valores anuais globais:

Consumo anual de energia térmica :	
- para usos técnicos	62 167,5 GJ
- para aquecimento	50 854,5 GJ
Total	113 022 GJ

Considerando uma ocupação de 90 % durante o ano podemos estimar para o consumo de energia térmica cerca de 102 000 GJ.

Consumo anual de energia eléctrica:	
Consumo	4 050 MWh (14 410 MWh)*
Potência eléctrica requerida	945 kW ( 5 700 kWA)*

(\*) Os valores entre parêntesis correspondem aos valores verificados em 1993

Em relação à disparidade de valores existente em relação à energia eléctrica temos a observar o seguinte:

- associado ao hospital existem uma faculdade de medicina e uma escola de enfermagem com internato, que não foram considerados na análise efectuada,
- o complexo hospitalar tem já algumas décadas, pelo que alguns equipamentos e os próprios edifícios não foram construídos com preocupações de conservação de energia.

### A1.3 Evolução dos consumos ao longo do ano e do dia

Tendo em consideração o diagrama típico de consumos de vapor e de energia eléctrica, durante o dia e ao longo do ano temos a referir o seguinte:

Quanto ao vapor,

- verifica-se que a curva de consumos ao longo do dia evolui a partir de um consumo constante ao longo da noite crescendo à medida que aumenta a actividade do hospital a partir das 6 ou 7 horas, atinge o máximo cerca das 9 ou 10 horas, e começa de novo a estabilizar a partir das 18 horas,
- a curva de consumos anual apresenta um forma côncava, apresentando o mínimo em Julho-Agosto e o máximo em Janeiro-Fevereiro.

---

Quanto à energia eléctrica,

- a curva de consumos evolui ao longo do dia de uma forma semelhante à do consumo de vapor, apenas ao fim do dia se verifica um aumento de consumo devido à iluminação,
- ao longo do ano a curva de consumos é praticamente constante, com excepção dos meses que vão de Maio a Setembro, em que se verifica um aumento significativo, devido ao ar condicionado, apresentando a curva durante este período uma forma convexa com um máximo no mês de Julho, esse máximo pode atingir o dobro do valor dos meses de inverno.

#### **A1.4 Determinação das necessidades de vapor**

Para a satisfação das necessidades de vapor de 102 000 GJ, estima-se uma necessidade de vapor da ordem de 45 000 t/ano.

#### **A1.5 Determinação da potência eléctrica média**

A partir do consumo anual determina-se a potência anual média, o valor determinado foi de 1 645 kW.

#### **A1.6 Determinação da capacidade da unidade de refrigeração por absorção**

Para a capacidade da unidade optou-se por escolher um equipamento, que vai aproveitar o calor sobran te da instalação de cogeração, e que não cobre todas as necessidades do complexo hospitalar.

De acordo com a capacidade de vapor disponível optou-se por um equipamento com a potência de 2 810 kW, de duplo efeito e com um coeficiente de performance na ordem dos 1,19.



---

Estima-se que este equipamento possa fornecer uma capacidade de arrefecimento de cerca de 50 % das necessidades, considerado um coeficiente de simultaneidade de 0,7.

#### **A1.7 Determinação da capacidade de cogeração**

Optou-se por uma instalação de cogeração em que a potência eléctrica disponível é limitada pelo consumo de calor.

Com o objectivo de reduzir ao mínimo os excedentes térmicos mantendo a instalação de cogeração em funcionamento sem redução de carga , há que garantir durante a época quente de um consumo de calor alternativo.

Recorrendo à utilização de uma instalação de refrigeração por absorção vamos consumir o calor disponível na época quente.

De acordo com o exposto a instalação escolhida tem as seguintes capacidades:

- ♦ Potência eléctrica nominal 1 600 kW
- ♦ Caudal de vapor da caldeira de recuperação - 5 800 kg/h a 200 °C e a 10 bar.

A potência eléctrica nominal está sujeita a várias penalizações que se indicam seguidamente:

- Perdas nas filtros de admissão e de escape - 2 %,
- Perdas no redutor de velocidade - 1.5 %.
- Perdas no alternador - 2 %,
- Consumo dos equipamentos auxiliares- 0.6 %.

As características da turbina a gás correspondem às condições de operação a 15 °C e ao nível do mar. As variações na temperaturas e na altitude do local em relação às condições de projecto são bastante penalizantes.

---

Tendo em consideração as penalizações, foi considerada uma potência média disponível aos bornes do alternador de 90 % da potência nominal, ou seja 1 440 kW.

Considera-se uma indisponibilidade total média da turbina de 5 % (indisponibilidade programada + indisponibilidade fortuita), no período de 10 anos.

### **A1.7.1 Utilização das capacidades disponíveis**

#### **A1.7.1.1 Da Energia Eléctrica**

Considerando o diagrama de cargas em A1.3 vão existir algumas disponibilidades de exportação de energia eléctrica para a rede nas horas de vazio, mas a desvalorização da venda não é tida em conta .

#### **A1.7.1.2 Do Vapor**

Em função da utilização do calor disponível, estimou-se um consumo na unidade de absorção corresponde a 25 % da produção anual da instalação de cogeração.

O restante vapor é utilizado pelos vários consumidores de calor. Este vapor representa cerca de 80% das necessidades do hospital em energia térmica.

## MODELO DE CÁLCULO DO PREÇO DO GÁS NATURAL

Factor C	0.11
Preço do Crude	17.94 USD/bbl
Abatimento K	0.16
Preço do Gás no Produtor	1.8134 USD/MMBTU
Transporte Marrocos	0.4 USD/MMBTU/1000 km
Transporte Espanha	0.4 USD/MMBTU/1000 km
Transporte Portugal	0.6 USD/MMBTU/1000 km
Direito de Passagem de Marrocos	0.4 USD/MMBTU/1000 km
Direito de Passagem de Espanha	0.4 USD/MMBTU/1000 km
Preço do Gás	2.5904 USD/MMBTU
	0.094196 USD/m <sup>3</sup>
Câmbio	160 PTE/USD
	18.0857 PTE/m <sup>3</sup>
ISP	5.5 PTE/kg
	4.4 PTE/m <sup>3</sup>
IVA	5%
Preço no Consumo	23.60999 PTE/m <sup>3</sup>

# MODELO DE CÁLCULO DO PREÇO DO GÁS NATURAL

Factor C	0.11
Preço do Crude	19.20 USD/bbl
Abatimento K	0.16
Preço do Gás no Produtor	1.9520 USD/MMBTU
Transporte Marrocos	0.4 USD/MMBTU/1000 km
Transporte Espanha	0.4 USD/MMBTU/1000 km
Transporte Portugal	0.6 USD/MMBTU/1000 km
Direito de Passagem de Marrocos	0.4 USD/MMBTU/1000 km
Direito de Passagem de Espanha	0.4 USD/MMBTU/1000 km
Preço do Gás	2.729 USD/MMBTU
	0.099236 USD/m <sup>3</sup>
Câmbio	160 PTE/USD
	19.05338 PTE/m <sup>3</sup>
ISP	0 PTE/kg
	0 PTE/m <sup>3</sup>
IVA	5%
Preço no Consumo	20.00605 PTE/m <sup>3</sup>

## Anexo II

Microsoft Excel 4.0 Answer Report

Worksheet: MODGÁS.XLS

Report Created: 12/8/94 20:20

### Target Cell (Max)

Cell	Name	Original Value	Final Value
\$B\$30	Preço no Consumo	22.3773312	23.60998691

### Adjustable Cells

Cell	Name	Original Value	Final Value
\$B\$6	Preço Crude	17.94	17.94
\$B\$13	Transp Marr	0.35	0.4
\$B\$14	Transp Esp	0.35	0.4
\$B\$15	Transp Port	0.55	0.6
\$B\$18	Direit Pass Marr	0.21	0.4
\$B\$19	Direit Pass Esp	0.21	0.4

### Constraints

Cell	Name	Cell Value	Formula	Status	Slack
\$B\$13	Transp Marr	0.4	\$B\$13 < = 0.4	Binding	0
\$B\$13	Transp Marr	0.4	\$B\$13 > = 0.3	Not Binding	0.05
\$B\$14	Transp Esp	0.4	\$B\$14 < = 0.4	Binding	0
\$B\$14	Transp Esp	0.4	\$B\$14 > = 0.3	Not Binding	0.05
\$B\$15	Transp Port	0.6	\$B\$15 < = 0.6	Binding	0
\$B\$15	Transp Port	0.6	\$B\$15 > = 0.5	Not Binding	0.05
\$B\$18	Direit Pass Marr	0.4	\$B\$18 < = 0.4	Binding	0
\$B\$18	Direit Pass Marr	0.4	\$B\$18 > = 0.2	Not Binding	0.19
\$B\$19	Direit Pass Esp	0.4	\$B\$19 < = 0.4	Binding	0
\$B\$19	Direit Pass Esp	0.4	\$B\$19 > = 0.2	Not Binding	0.19
\$B\$6	Preço Crude	17.94	\$B\$6 < = 32.5	Not Binding	14.56
\$B\$6	Preço Crude	17.94	\$B\$6 > = 10.5	Not Binding	7.44
\$B\$6	Preço Crude	17.94	\$B\$6 = 17.94	Binding	0.00



### Anexo III

#### Resultados da Análise input-output

	dY	dZ
1 AGRICULTURA	0	2,452
2 SILVICULTURA	0	1,284
3 PESCA	0	292
4 CARVÃO	0	469
5 PETR-LEO	0	6,159
6 ELECT G AG	0	8,344
7 M PR MÊT B	0	1,066
8 M PR N MET	0	237
9 PORC FAIA	0	124
10 VIDRO	0	152
11 MAT CONST	0	277
12 QUIMICOS	0	11,695
13 PROD MET	0	1,305
14 MAQ N ELEC	0	265
15 MAQ M ELEC	0	1,165
16 MAT TRANSP	0	1,999
17 CARNE	0	877
18 LACTICIN	0	191
19 CONS PEIXE	0	103
20 OLEOS GORD	0	74
21 PROD CERS	0	398
22 OUT PRD AL	0	1,021
23 BEBIDAS	0	1,613
24 TABACO	0	0
25 TEXT VEST	0	793
26 COURO CAL	0	123
27 MAD C MOB	0	136
28 PAP PUBLIC	0	19,651
29 BOR MAT PL	0	981
30 OUT IND	0	8,372
31 CONSTRUÇÃO	0	1,348
32 RECUP REP	0	6,305
34 HOT C REST	0	11,840
35 TRANSP TERR	0	2,103
36 TR MAR AER	0	4,720
37 S ANEX TRS	0	873
38 COMUNICAC	0	5,074
39 BANCOS	0	880
40 SEGUROS	0	180
41 ALUG HAB	0	0
42 SERV P EMP	462560	500,905
43 S C EDUC	0	1
44 S C SAÚDE	0	0
45 OUT S COM	0	33
46 S N C APUS	0	0

**ANEXO IV****Características dos Combustíveis****a) Características gerais do gás natural do Saara**

PCS (kJ/m <sup>3</sup> N)	44 686	a	43 116
PCI (kJ/m <sup>3</sup> N)	40 353	a	38 260
Densidade (kg/m <sup>3</sup> N)	0,8	a	0,81
CO <sub>2</sub> máx. (%)	12	a	11,9
Ponto de condensação (°C)	60		

Valor de PCI considerado nos cálculos: 38 400 kJ/m<sup>3</sup>N

**b) Composição Química dos Combustíveis:**

	teores em % (p)		
	Carvão	Fuelóleo	Gás Natural
Carbono	64	85	75
Enxofre	1	3,5	-
H <sub>2</sub>	4	10	24
O <sub>2</sub>	5,5	0,6	-
N <sub>2</sub>	1,5	0,3	1
H <sub>2</sub> O	10	1	-
Cinzas	14	de 0,03 a 0,1	-